



Universidad
Carlos III de Madrid

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Técnica Industrial

**IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN
LA OPERACIÓN DE MICRORREDES AISLADAS**

AUTOR: LORENA GUTIÉRREZ MORALES

TUTOR: ANA BELÉN MORALES MARTINEZ

Título: IMPACTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN
LA OPERACIÓN DE MICRORREDES AISLADAS

Autor/a: LORENA GUTIÉRREZ MORALES

Director/a: ANA BELÉN MORALES MARTINEZ

TRIBUNAL

Presidente: Javier Sanz Feito

Secretario: Iván Lozano Álvarez

Vocal: Pedro José Débora Gómez

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 30 de Octubre de 2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACION de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Resumen

El incremento del precio del petróleo, la incertidumbre suscitada en torno a la energía nuclear, y el fuerte crecimiento que ha experimentado la demanda de energía eléctrica en los últimos años, nos lleva progresivamente a la saturación de la capacidad del actual sistema de potencia. A esta situación hay que añadir la necesidad de reducir las emisiones de gases a la atmósfera, según lo acordado en el Protocolo de Kyoto, y más recientemente en la Cumbre de Copenhague. Ante tal situación, las energías renovables han de ocupar un lugar primordial en el panorama energético mundial.

La implantación de microrredes facilita la integración de fuentes renovables como la eólica, solar, hidráulica, etc, ya que disponen de dispositivos de almacenamiento, tales como baterías. Las microrredes pueden operar en paralelo a la red o de forma aislada. En este proyecto vamos a contemplar una microrred aislada que proporcione suministro a poblaciones de difícil acceso o zonas en las que no resulte rentable la expansión de la red. Como se ha indicado, la microrred precisa de sistemas de almacenamiento, esta función va a ser desempeñada en este proyecto por los vehículos eléctricos.

El objetivo de este proyecto es analizar el impacto que puede generar la implantación de vehículos eléctricos en microrredes aisladas. Para ello se ha diseñado una microrred de 20 KV a la que se han incorporado tanto plantas de generación convencional (Power Plant y microturbinas) como fuentes de generación renovables (eólica y solar). Además, se ha dotado a la microrred de sistemas de cogeneración domésticos, que permiten obtener energía eléctrica y agua caliente a partir del mismo combustible, aumentando así la eficiencia del sistema. Las cargas se han dividido en diferentes sectores: residencial, servicios e industrial de acuerdo con la realidad española.

Una vez diseñada la microrred, a través del programa informático DIGSILENT PowerFactory, se han simulado los diferentes casos de estudio. En primer lugar, se ha simulado un ensayo en el que no se han integrado vehículos, para visualizar las condiciones de partida de la microrred. A partir de este estudio, se han diseñado las fases de expansión previstas para la integración de vehículos eléctricos, y se han definido los siguientes casos de estudio:

- Caso I: El 16,18% de las viviendas dispondrán de un vehículo eléctrico (total: 325 VE'S)
- Caso II: El 33,66% de las viviendas dispondrán de un vehículo eléctrico (total: 676 VE'S)
- Caso III: Todas las viviendas del escenario dispondrán de un vehículo eléctrico (total: 2008 VE'S).

En lo referente a la recarga de los vehículos eléctricos se han propuesto tres estrategias:

- Recarga aleatoria: los propietarios de los vehículos son completamente libres para conectar y cargar sus vehículos cuando ellos quieran.
- Recarga inteligente: con esta estrategia los VE's no se comenzarán a cargar cuando sean conectados a la microrred, sino cuando ésta crea que es el mejor momento, siempre, de acuerdo a las necesidades de uso que cada propietario tenga del VE, y a las motivaciones económicas asociadas a la tarifa eléctrica.
- El vehículo como soporte del sistema (Vehicle to Grid - V2G) tanto con generación como consumo de VE'S: en esta estrategia los vehículos no sólo se cargarán si no que también almacenarán energía y la cederán a la microrred cuando ésta lo requiera.

Abstract

The increase in oil price, the increase in uncertainty about nuclear power and the strong growth experienced in electricity demand in recent years gradually leads to saturation of the capacity of the existing power system. The need to reduce greenhouse gases to the atmosphere as agreed in the Kyoto Protocol, and most recently at the Copenhagen Summit, is making the current situation worse. In this situation, renewables have a prominent place in the global energy landscape.

The implementation of microgrids facilitates the integration of renewable sources such as wind, solar, hydro, etc, as they have storage devices, such as batteries. Microgrids can operate in parallel with the electrical network or isolated from the grid. In this project we will consider an isolated microgrid to provide electricity to isolated populations or inaccessible areas where network expansion is not profitable. As indicated, the microgrid requires storage systems and this function will be performed on this project by electric vehicles (EV).

The objective of this project is to analyze the impact that extensive implementation of electric vehicles can have on isolated microgrids. A 20kV microgrid has been designed to incorporate both conventional power plants (Power Plant and microturbines) and sources of renewable generation (wind and solar). The microgrid contains domestic cogeneration systems, which can obtain electricity and hot water from the same fuel, thereby increasing system efficiency. System loads have been divided into different sectors: residential, industrial and services according to the Spanish reality.

After designing the microgrid with the simulation software DlgSILENT PowerFactory, different study cases are simulated. First, a test was simulated in which vehicles have not been integrated to check initial conditions of the microgrid. From this study, we have designed the expansion phases planned for the integration of electric vehicles, and we have defined the following study cases:

- Case I: 16.18% of homes will have an electric vehicle (total: 325 EV)
- Case II: 33.66% of homes will have an electric vehicle (total: 676 EV)
- Case III: All homes will have an electric vehicle (total: 2008 EV).

Regarding the charging strategy of electric vehicles, three different options are proposed:

- Random charging: the owners of the vehicles are completely free to connect and charge their vehicles when they want.
- Smart charging: with this strategy the EV do not start charging when they are connected to the microgrid, but when it is the best time ever, according to the needs of use that each owner has on the VE and economic motivations associated with the electricity tariff.
- Vehicle as system support (Vehicle to Grid - V2G) with both generation and consumption of power: the EV can consume to charge the battery but is able to transfer stored energy to the microgrid when required.

Palabras clave

A lo largo del proyecto aparecen una serie palabras clave que cabe destacar antes de comenzar, puesto que se nombran en numerosas ocasiones a lo largo del mismo.

- ✓ *Microrred = Microgrid*
- ✓ *Flujo de cargas = Power Flow (PF) or Load Flow (LF)*
- ✓ *Vehículos eléctricos = Electric vehicles (VE's o EV)*
- ✓ *Central Eléctrica de Generación Convencional = Power Plant*
- ✓ *Recarga aleatoria= Dumb charging*
- ✓ *Recarga inteligente= Smart charging*
- ✓ *Microturbina= Micro Turbine (uT)*
- ✓ *Planta de cogeneración doméstica = Micro Combined Heat & Power Plant (CHP)*

Índice general

Resumen	4
Abstract.....	6
Palabras clave	8
Índice general	9
Índice de figuras	11
Índice de tablas	13
Capítulo 1	14
1.1.- Objetivos del proyecto	15
1.2.- Metodología	15
Capítulo 2	16
2.1.-Generación distribuida	17
2.1.1.-APLICACIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	18
2.1.2.-VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18
2.1.3.-BARRERAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	22
2.2.-Microrredes	23
2.3.-Sistemas de almacenamiento energético	24
2.3.1.- BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS	25
2.3.2.- SUPERCONDENSADORES DE DOBLE CAPA	25
2.3.3.- ALMACENAMIENTO MAGNÉTICO EN SUPERCONDUCTORES (SMES)	25
2.3.4.- VOLANTES DE INERCIA	26
2.3.5.- ALMACENAMIENTO POR AIRE COMPRIMIDO (CAES).....	26
2.3.6.- ALMACENAMIENTO POR HIDROELECTRICIDAD BOMBEADA ...	26
2.4.- Sector de la automoción: el vehículo eléctrico.....	27
2.6.- Proyectos que combinan generación distribuida y vehículos eléctricos	29
Capítulo 3	30
3.1.-Descripción de la microrred del proyecto	33
3.2.- Descripción de los modelos de carga	34
3.3.- Descripción de la central	37
3.4.- Descripción de los modelos de plantas fotovoltaicas.....	39
3.5.- Descripción de los modelos de generadores eólicos	41
3.6.- Descripción de los modelos de microturbinas	43
3.7.- Descripción de los modelos de CHP	47
Capítulo 4	49
4.1.- Descripción de las estrategias de recarga de los VE'S.....	50
4.2.- RECARGA ALEATORIA.....	50
4.3.-RECARGA INTELIGENTE.....	51
4.4.- CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE	51
4.5.- Número de VE's en la microrred	53
Capítulo 5	55
5.1.- Metodología empleada	56
5.1.1.- DESCRIPCIÓN DE LA DPL	56
5.1.2.- DESCRIPCION DEL PROYECTO.....	58
5.1.2.- SELECCIÓN DE RESULTADOS	60

5.2.- Presentación y análisis de resultados	61
5.2.1.- CASO BASE: UNA CENTRAL ALIMENTA TODA LA CARGA	61
5.2.2.- CONEXIÓN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN CADA BUS DE CARGA	62
5.2.3.- CONEXIÓN DE AEROGENERADORES EN CADA BUS DE CARGA	64
5.2.4.- CONEXIÓN DE MICROTURBINAS EN CADA BUS DE CARGA.....	65
5.2.5.- CONEXIÓN DE CHP EN CADA BUS DE CARGA	67
5.2.6.- RECARGA ALEATORIA	69
5.2.7.- RECARGA INTELIGENTE.....	70
5.2.8.- CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE	72
5.3.- Comparación de estrategias.....	74
Capítulo 6	77
6.1.- Conclusiones	78
6.2.- Futuras mejoras	79
Capítulo 7	86
Capítulo 8	90
Capítulo 9	92
ANEXO I.....	93
ESTUDIO SIN VE'S.....	93
RECARGA ALEATORIA	94
RECARGA INTELIGENTE	97
CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE.....	100

Índice de figuras

Figura 1: Esquema del sistema eléctrico actual [1].	17
Figura 2: Esquema de sistema con generación distribuida [REF. 5]	18
Figura 3: Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular.	20
Figura 4: Diagrama de Ragone [10]	25
Figura 5: Recarga inteligente de vehículos eléctricos [1].	28
Figura 6: Consumo residencial, servicios e industria en un día de invierno en España [3].	34
Figura 7: Datos básicos de Máquina Síncrona	37
Figura 8: Datos necesarios para cálculos de Flujo de cargas de la Máquina Síncrona ..	38
Figura 9: Variación del perfil de producción de la planta fotovoltaica de la microrred.	39
Figura 10: Datos básicos del generador fotovoltaico	40
Figura 11: Datos de flujo de cargas de la planta fotovoltaica	40
Figura 12: Variación del perfil de producción de la planta eólica de la microrred.	41
Figura 13: Datos básicos del generador eólico (Generador Estático)	42
Figura 14: Datos de flujo de cargas del generador eólico (Generador Estático)	42
Figura 15: Esquema de una microturbina [5]	43
Figura 16: Esquema funcional de una microturbina [5]	44
Figura 17: Datos básicos de la microturbina	45
Figura 18: Datos de flujo de cargas de la microturbina.	46
Figura 19: Esquema de una CHP doméstica [6].	47
Figura 20: Variación del perfil de producción de una CHP doméstica	47
Figura 21: Datos básicos de la CHP	48
Figura 22: Datos de flujo de cargas de la CHP.	48
Figura 23: Perfil de recarga aleatoria en VE's	50
Figura 24: Perfil de recarga inteligente en VE's	51
Figura 25: Estrategia de carga y descarga inteligente	53
Figura 26: Interfaz para lanzar el script automático de barrido de flujos de carga	56
Figura 27: Programa para realizar un barrido de flujos de carga en lenguaje DPL de DIgSILENT PowerFactory	57
Figura 28: Función que se ejecuta para representar gráficamente los resultados.	58
Figura 29: Estructura de la DPL en DIgSILENT PowerFactory	58
Figura 30: Estructura del proyecto en DIgSILENT PowerFactory	59
Figura 31: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base.	61
Figura 32: Tensión en barras del sistema. Caso base.	62
Figura 33: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV	63
Figura 34: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV	63
Figura 35: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND	64
Figura 36: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND.	65
Figura 37: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND + uT.	66
Figura 38: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND + uT	66
Figura 39: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND + uT+ CHP.	67

Figura 40: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND + uT + CHP	68
Figura 41: Comparación de estrategias y pérdidas del sistema	74
Figura 42: Comparación de estrategias, tensión en la barra más afectada.	75
Figura 43: Comparación de estrategias, nivel de carga en la línea más afectada.	75
Figura 44: Comparación de estrategias, nivel de carga power plant	76
Figura 45: Aumento de capacidad de los vehículos eléctricos y de factor de potencia nominal. Caso de 25 vehículos conectados en paralelo al mismo bus.	80
Figura 46: Curva de capacidad de los vehículos eléctricos con capacidad de consumir y generar potencia reactiva.	81
Figura 47: Modificación del comando flujo de cargas para tener en cuenta los límites de potencia reactiva en los modelos de la red	82
Figura 48: Controlador de tensión centralizado	83
Figura 49: Perfil de tensiones. Caso futuras mejoras.	84
Figura 50: Tensión en el bus controlado	85
Figura 51: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso futuras mejoras	85

Índice de tablas

Tabla 1: Emisiones emitidas por diferentes tecnologías de generación eléctrica [9]	21
Tabla 2: Demanda eléctrica, reparto por tipo de consumo en España.....	35
Tabla 3: Demanda eléctrica, reparto por tipo de consumo en la microrred.....	36
Tabla 4: Previsiones de VE's en los casos de estudio	54
Tabla 5: Resumen de la microrred.....	69
Tabla 6: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.....	69
Tabla 7: Nivel de carga de líneas.	70
Tabla 8: Nivel de carga de la central.	70
Tabla 9: Resumen de la microrred.....	70
Tabla 10: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.....	71
Tabla 11: Nivel de carga de líneas.	71
Tabla 12: Nivel de carga de la central	72
Tabla 13: Resumen de la microrred.....	72
Tabla 14: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.....	73
Tabla 15: Nivel de carga de líneas.	73
Tabla 16: Nivel de carga de la central.	73

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1.- Objetivos del proyecto

Los objetivos del proyecto se resumen a continuación:

- Diseño de una microrred que opere de forma aislada, e incorpore generación renovable, aumentando el rendimiento de estas fuentes de generación a través de sistemas de almacenamiento.
- Definir las posibles estrategias de control de recarga e integración a la microrred eléctrica de vehículos eléctricos (VE's), buscando cuales son las posibilidades que resultan más favorables para el sistema, en cuanto a la nueva curva de demanda que se generará.
- Simulación de los distintos casos de estudio planteados.
- Análisis comparativo de las diferentes estrategias propuestas para los casos de estudio, que consistirán en la integración paulatina de un número cada vez mayor de vehículos eléctricos y, en consonancia, de la forma más ajustada posible, con la situación actual del sistema y las expectativas reales del aumento de implantación de este tipo de vehículos.
- Estudio genérico del impacto en la microrred producido por la implantación del vehículo eléctrico, teniendo en cuenta las diferencias de éste, según la estrategia de control de recarga elegida.

1.2.- Metodología

- Análisis de la documentación exhaustiva acerca de la situación actual y de los estudios realizados acerca del proyecto en desarrollo. Análisis y extracción de los datos de interés.
- Modelado de la microrred eléctrica, simulando un escenario que concuerde, en lo posible, aunque a una escala mucho menor, con la realidad en algunas zonas aisladas.
- Formulación de diferentes casos de estudio de desarrollo del vehículo eléctrico, para poder observar las distintas situaciones que se pueden dar en el futuro.
- A partir de los casos de estudio, se realizarán diversos análisis de las diferentes estrategias de control propuestas y del impacto que sufrirá la microrred.
- Para la implementación de la simulación de la red y la creación de los diferentes casos de estudio se ha utilizado el programa DIGSILENT PowerFactory, junto a otros como Excel, para el cálculo de datos, resultados y su posterior análisis.

Capítulo 2

ESTADO DEL ARTE

2.1.-Generación distribuida

El sistema eléctrico actual se asienta bajo las bases de la generación centralizada, la mayor parte de la potencia eléctrica consumida es producida en grandes instalaciones centralizadas situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello el sistema cuenta con una compleja infraestructura que permite transportar la energía, a través de las redes de transporte y distribución, y la hace llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

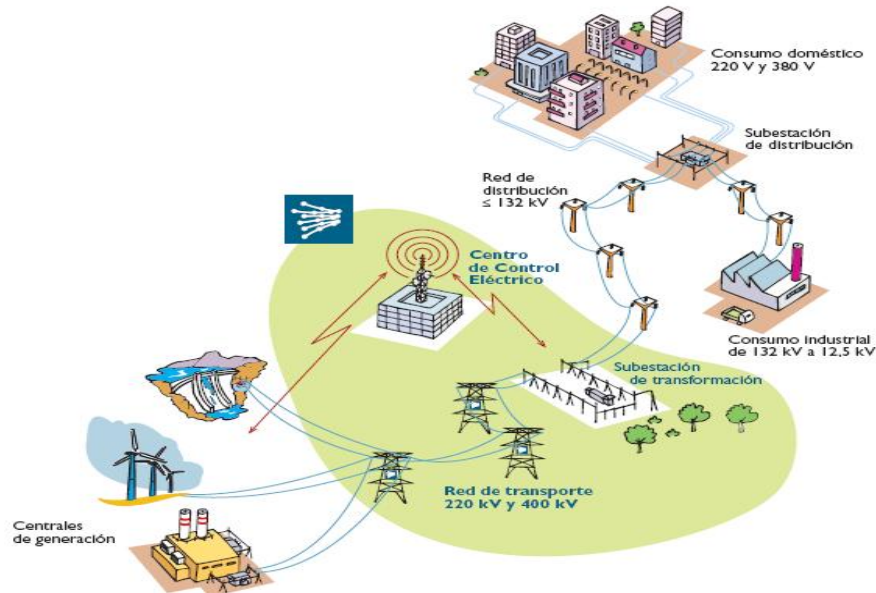


Figura 1: Esquema del sistema eléctrico actual [1].

No obstante, el sistema de potencia actual presenta importantes deficiencias, en materia medioambiental, problemas de capacidad de abastecimiento de una demanda creciente, un progresivo agotamiento energético, restricciones en la construcción de nuevas líneas de transmisión, etc. Es por ello, que frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente. Nace así la denominada generación distribuida.

La generación distribuida se caracteriza por producir energía eléctrica a pequeña escala cerca de los puntos de consumo.

Existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la generación distribuida. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos [9] establece unos límites que van desde 1kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW [9]. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido [9], amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la máxima potencia para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

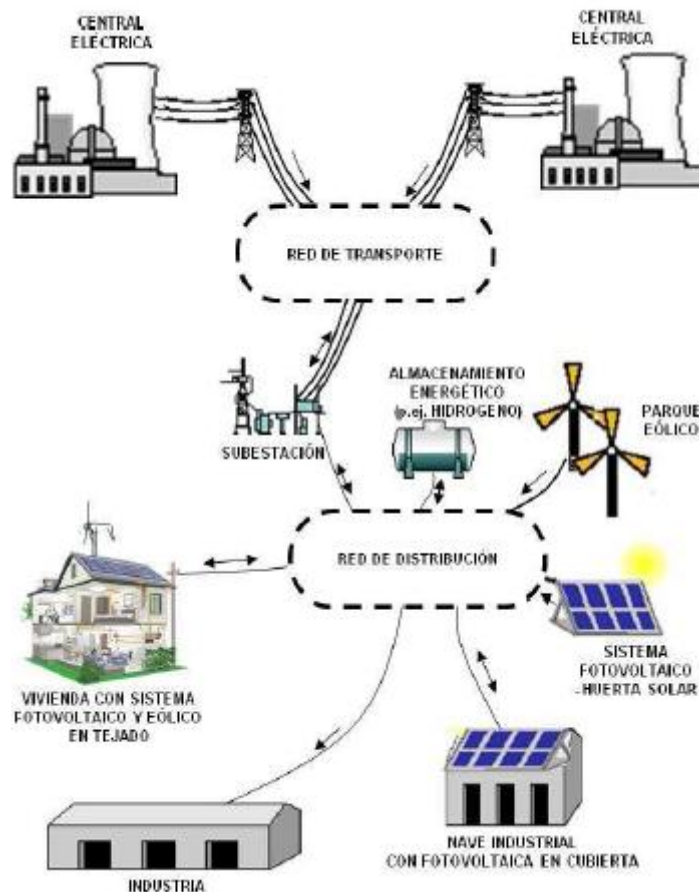


Figura 2: Esquema de sistema con generación distribuida [REF. 5]

2.1.1.-APLICACIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- **Suministro de Apoyo:** La generación distribuida puede ser usada como suministro de apoyo, para suplir la potencia requerida por cargas sensibles, como industrias de proceso y hospitales, durante fallos o cortes de red.
- **Suministro aislado:** la generación distribuida constituye una solución para áreas aisladas, de difícil acceso donde la red de transporte y distribución no llega.
- **Base de carga:** Los recursos de generación distribuida, son usados como base para proveer parte de la principal potencia requerida y soportar la red, mejorando los perfiles de tensión del sistema, reduciendo las pérdidas de potencia, y aumentando la calidad del sistema.

2.1.2.-VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- **Solución frente a la saturación de la capacidad del actual sistema de potencia** ante demandas fuertemente crecientes, y a los problemas de ubicación de las grandes centrales y ampliación de la infraestructura actual del sistema de potencia.

En España, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que ha tenido lugar en los últimos años, ha sido muy superior al crecimiento económico. Esta tendencia conlleva la saturación de las infraestructuras existentes y la necesidad de adaptarlas a las previsiones.

Sin embargo, la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, subestaciones y nuevas centrales de generación se enfrenta actualmente a un creciente rechazo social, lo que hace cada vez más difícil la ampliación del actual sistema eléctrico. A pesar de todo, la interconexión España – Francia se está construyendo y mejorará la estabilidad y calidad de nuestro sistema eléctrico.

Una alternativa a este problema se puede encontrar en la generación distribuida, que permitiría cubrir los picos de la demanda y evitar las interrupciones de suministro. Contribuye, por tanto, a una mayor seguridad global en el suministro de energía y facilita la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda.

Los recursos de generación distribuida evitan la necesidad de construir nuevas líneas de transporte y distribución, pues como se explicó anteriormente, la generación se produce cerca de los puntos de consumo.

- **Fiabilidad y continuidad en el servicio.**

La fiabilidad de suministro afecta a todos los procesos industriales y, de manera especial, a sectores como el de la informática y las telecomunicaciones, donde cualquier indisponibilidad de suministro eléctrico puede causar grandes pérdidas en sus procesos productivos.

El sistema actual de potencia está diseñado para proporcionar un 99,97% de disponibilidad de servicio (equivalentes a unas 2,6 horas al año fuera de servicio). La generación distribuida permite alcanzar un 99,99% de fiabilidad [9].

- **Reducción de pérdidas en la red y del coste asociado a las infraestructuras que la soportan.**

Aproximadamente el 39,35% [9] de la inversión de las compañías eléctricas se dedica a cubrir costes de transporte y distribución. Las pérdidas de potencia que se producen en las líneas se estiman en un 7-10% de promedio con respecto a la potencia total generada, alcanzando un 14% en horas punta. La generación distribuida, al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas.

Asimismo, como ya se ha comentado, el crecimiento de la demanda energética conlleva la necesidad de extender el sistema de distribución y reforzar las líneas existentes. Esto supone un coste muy alto que, en ocasiones, resulta inviable económicamente frente a la posibilidad de incorporar nuevos sistemas aislados de producción o la creación de microrredes de distribución asociadas.

- **Autonomía energética.**

El actual sistema energético está agotando las reservas de combustible. A escala mundial, la mayor parte de la energía consumida por el hombre proviene de combustibles fósiles, cuya utilización masiva conduce al agotamiento de sus reservas. Al ritmo de consumo actual, estas fuentes de energía terminarán agotándose o dejarán de ser económicamente rentables a medio plazo.

La crisis del petróleo de 1973 elevó el precio del barril de forma espectacular, el cual ha mostrado desde entonces un comportamiento inestable. Las discrepancias políticas arrastran en muchas ocasiones subidas de precio del petróleo o incluso la rescisión de exportación. Esta situación es especialmente preocupante en países como España que dependen completamente de petróleo y de gas.

Por otro lado la incertidumbre en torno a la energía nuclear fruto de accidentes como los de Fukushima o el de Chernobyl, ponen en jaque la base de sistemas de potencia como el español.

Esta saturación del sistema se acentúa en gran medida debido al importante incremento de la demanda de electricidad que se ha producido en los últimos años. Esto ha provocado una creciente toma de conciencia sobre los aspectos reales del problema energético y ha despertado el interés en diversificar las fuentes de energía y fomentar el autoabastecimiento.

La generación distribuida fomenta la utilización de recursos renovables como alternativa a recursos agotables.

En la siguiente figura se representa la tecnología instalada en la península a 31 de diciembre de 2011 [1]:

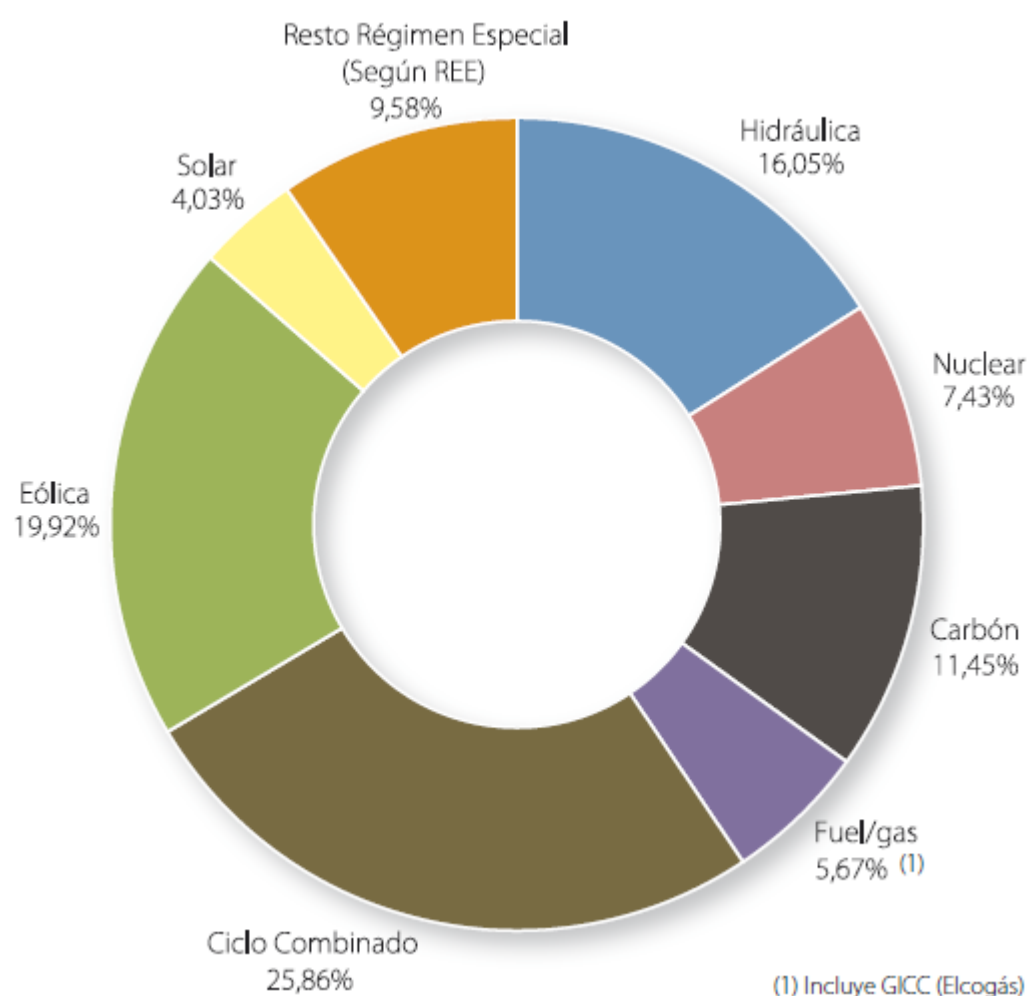


Figura 3: Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular

- Reducción de las emisiones de gases de combustión.

De la transformación, transporte y uso final de la energía se derivan importantes efectos medioambientales. Para paliar en lo posible sus consecuencias, 36 países industrializados firmaron en 1997 en Protocolo de Kyoto, cuyo principal objetivo es la reducción global de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con la generación distribuida (descentralizada) se logra, en el caso de las energías renovables, la eliminación del impacto medioambiental de la generación de la energía eléctrica. Por otro lado, mediante la utilización de equipos de cogeneración, la eficiencia en el uso de combustible se incrementa, lo que provoca una reducción indirecta de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La siguiente tabla representa las emisiones emitidas por diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Tecnología	Emisiones (kg/MWh)			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO
Motor alternativo	590-800	4,5-18,6	0,18-1,36	0,18-4
Mini-turbinas	545-700	1,8-5	0,14-0,18	0,5-4,5
Mini-hidráulica	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0
Solar Térmica	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	0
Biomasa	0-50 ⁶	0,15-3	menor de 0.15	1-4
Microturbinas	590-800	0,09-0,64	despreciable	0,14-0,82
Pilas de combustible	360-630	menor a 0,023	0	0.005-0.055
Ciclo combinado	320-400	0,05-0,4	despreciable	0,02-0,45

Tabla 1: Emisiones emitidas por diferentes tecnologías de generación eléctrica [9]

- Favorece el desarrollo de regiones aisladas y la inversión privada.

La generación de energía eléctrica mediante energías renovables es muy apropiada para su implantación en zonas aisladas, a las que la red de transporte y distribución actual no llega. Esto favorece el desarrollo regional homogéneo de todo el país.

Por último, la producción descentralizada de energía eléctrica representa una mayor oferta de posibilidades de inversión para la iniciativa privada, que, de esta forma, puede penetrar más fácilmente en el negocio de la generación. Este hecho ha dado lugar, en los últimos años, a una fuerte inversión privada en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.

2.1.3.-BARRERAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hasta ahora, se ha presentado un panorama muy esperanzador para el desarrollo de la generación distribuida, que nos lleva hacia un nuevo modelo de negocio del sector eléctrico, en el que los sistemas de micro-generación a partir de fuentes de energía renovables y las tecnologías de ahorro y eficiencia energética se muestran imprescindibles para satisfacer plenamente los requisitos, de los diferentes tipos de usuarios que demandan energía eléctrica de alta calidad y fiabilidad.

Sin embargo, no todos los factores y agentes implicados contribuyen en la misma medida en el desarrollo de sistemas que promuevan iniciativas en el sector de la generación distribuida. Existen una serie de barreras que impiden la implantación masiva de este tipo de instalaciones.

Por un lado, existen barreras técnicas, que incluyen las relacionadas con el nivel de desarrollo de las tecnologías y con la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución.

La falta de madurez de algunas tecnologías se traduce en menor eficiencia, fiabilidad, tiempo de vida, etc. Esto supone una barrera de implantación que puede ser reducida incrementando la investigación.

Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de generación distribuida renovables, su producción depende de la disponibilidad del recurso renovable, el cual tiene, generalmente, variaciones aleatorias, lo que la hace bastante “impredecible”. Por ello, dicha producción puede variar mucho durante su operación y pueden producir desvíos significativos en los programas de compra de energía de las distribuidoras. En el caso de los sistemas de cogeneración, la producción de energía eléctrica también puede verse afectada, en este caso, por las necesidades de energía térmica del propietario del equipo.

Las barreras de interconexión incluyen las exigencias de las compañías distribuidoras dirigidas a la compatibilidad con la explotación de la red (especificaciones relativas a calidad de suministro, fiabilidad y continuidad, seguridad, medida, distribución local y control). Las redes de distribución no están preparadas técnicamente para conectar generación distribuida, pues fueron diseñadas para conectar cargas, no generadores. Es por todo esto que la conexión de dichos generadores puede acarrear problemas de estabilidad, fiabilidad, flujos bidireccionales, etc. Es necesario, por tanto, adoptar normativas técnicas de interconexión que aseguren la fiabilidad, seguridad y calidad de suministro y acelerar el desarrollo de los sistemas y tecnologías de control en generación distribuida.

Por otro lado, están las barreras económicas. La falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión que ello conlleva, hacen que los costes de la inversión inicial se disparen. Esto implica costes de amortización muy altos que se traducen en un mayor riesgo para el inversor.

Un mayor esfuerzo de investigación y desarrollo tecnológico y herramientas específicas de financiación de proyectos, subvenciones, primas e incentivos fiscales pueden ayudar a reducir riesgos y difundir la generación distribuida.

Por último, las barreras regulatorias incluyen los problemas existentes a la hora de obtener licencias de instalación, que involucran en muchos casos a autoridades locales, regionales y nacionales, haciendo el proceso largo y tedioso.

2.2.-Microrredes

Para capitalizar las ventajas de la generación distribuida, se ha evolucionado al concepto de microrred. Una microrred se define como un sistema agregado de cargas, elementos de generación renovables y no renovables a pequeña escala, con capacidad de regulación propia, que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada, en la que la mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo.

Además la variabilidad temporal de las fuentes de energía renovable hace indispensable la utilización de sistemas de almacenamiento.

Una microrred puede operar de forma aislada, como se contempla en este proyecto, o puede operar en paralelo con la red eléctrica, conectada a la red de distribución. En este último caso la generación distribuida opera de la siguiente forma:

- Operar el equipo de generación distribuida como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en las que se produzcan picos de demanda.
- Obtener energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de generación distribuida.
- Exportar energía, proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado liberalizado.
- Mejorar la fiabilidad proporcionando una fuente de energía alternativa.

2.3.-Sistemas de almacenamiento energético

Los acumuladores de energía, como su propio nombre indica, permiten almacenar energía para poder ser utilizada posteriormente en alguna operación que la requiera. De esta manera se consigue desacoplar la generación de energía de la demanda de la misma. Asociados a un sistema eléctrico, estos dispositivos permiten mejorar su eficiencia, fiabilidad y coste, absorbiendo la energía producida bien desde la red, durante los valles de demanda o de bajo coste de generación, o bien desde fuentes de energía renovables intermitentes, y liberándola en los momentos de mayor demanda, elevado coste de generación o cuando no existe otra fuente de energía disponible [9].

Se puede afirmar entonces que los dispositivos de almacenamiento de energía se utilizan básicamente para cuatro propósitos:

- Aumentar la eficiencia de los sistemas eléctricos, al reducir la necesidad de generación de respaldo, suministrando los picos de potencia en la demanda diaria.
- Aumentar la fiabilidad del sistema, al reducir las posibilidades de corte de suministro.
- Aumentar la disponibilidad de fuentes renovables (energía solar, eólica...)
- Aumentar la eficiencia y el uso racional de la energía en procesos industriales.

El almacenamiento energético abarca diversas tecnologías más o menos desarrolladas hasta la fecha, como son las baterías electroquímicas, los supercondensadores (double-layer capacitors), almacenamiento magnético superconductor (SMES), almacenadores cinéticos de energía (volantes de inercia o flywheels), almacenamiento por aire comprimido (CAES) e hidroelectricidad bombeada (pumped hydropower) [10].

Para comparar estos múltiples sistemas se utilizan los conceptos de densidad energética (energía/masa) y densidad de potencia (potencia/masa), con los que se evalúa la capacidad de almacenar y de intercambiar energía por unidad de masa del acumulador respectivamente. En la siguiente figura se muestra el diagrama de Ragone, donde se sitúan los diversos dispositivos de almacenamiento, comentados anteriormente, en función de dicha caracterización.

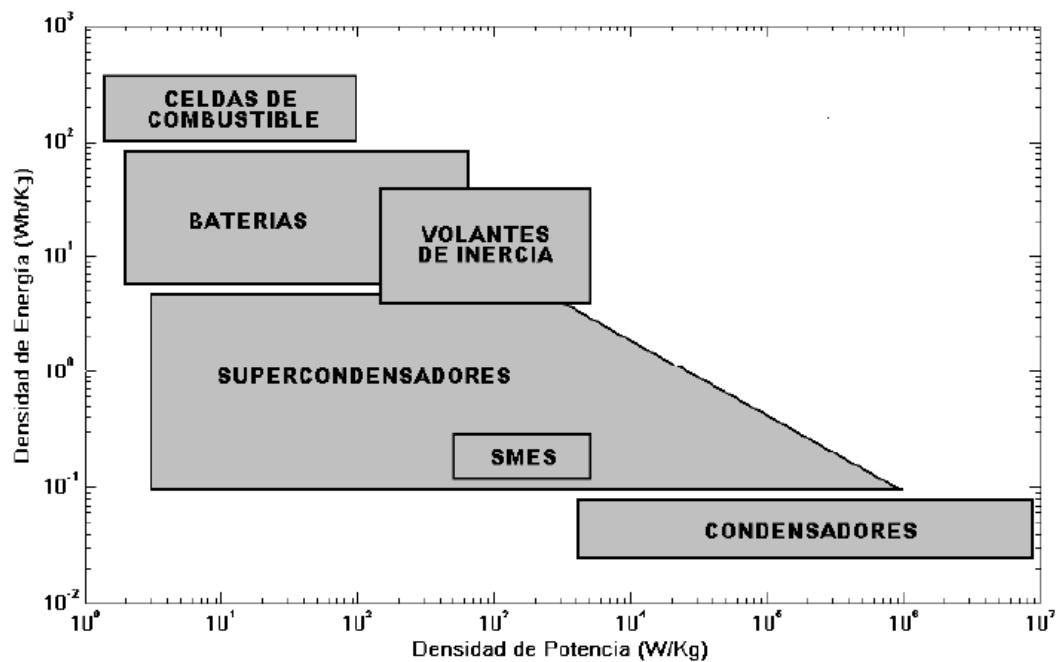


Figura 4: Diagrama de Ragone [10]

A continuación se describen brevemente las tecnologías de almacenamiento de energía más utilizadas actualmente.

2.3.1.- BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS

Las baterías electroquímicas consisten en dispositivos acumuladores de energía eléctrica mediante procedimientos electroquímicos y que posteriormente la devuelve casi en su totalidad. Este ciclo puede repetirse por un determinado número de veces, dado por la vida útil del dispositivo. Se trata de un generador eléctrico secundario; es decir, un generador que no puede funcionar sin que se le haya suministrado electricidad previamente, mediante lo que se denomina proceso de carga. Existen diversos tipos de baterías con distintas características, acumuladores de plomo, baterías alcalinas de manganeso, níquel-cadmio, níquel-hidruro metálico, de iones litio, polímero de litio, etc; con densidades de energía entre 30 y 130 Wh/Kg [10].

2.3.2.- SUPERCONDENSADORES DE DOBLE CAPA

Los supercondensadores de doble capa son condensadores electroquímicos con una densidad de energía inusualmente alta en comparación con los condensadores convencionales, generalmente miles de veces mayor que un condensador electrolítico de alta capacidad. Son dispositivos de almacenamiento de energía con una capacitancia mayor a un faradio, pudiendo llegar a hasta miles de faradios. Estos dispositivos poseen una densidad de energía máxima de hasta 30 Wh/Kg [10].

2.3.3.- ALMACENAMIENTO MAGNÉTICO EN SUPERCONDUCTORES (SMES)

Se denomina superconductividad a la capacidad intrínseca que poseen ciertos materiales, para conducir corriente eléctrica con resistencia y pérdida de energía nulas en determinadas condiciones. El almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES) designa un sistema de almacenamiento de energía que permite almacenar ésta, bajo la forma de un campo

magnético creado por la circulación de una corriente continua en un anillo fabricado por material superconductor refrigerado a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad [10].

2.3.4.- VOLANTES DE INERCIA

Los acumuladores de energía basados en volantes de inercia almacenan la electricidad en forma de energía cinética. Estos sistemas se basan en la inercia mecánica de un disco que gira alrededor de un eje cuya energía cinética es aumentada o disminuida según se aumente o reduzca su velocidad de giro. El funcionamiento se basa en la transferencia de energía eléctrica para cargar o descargar el volante mediante una máquina eléctrica, según ésta funcione como motor o como generador. Como motor, la energía eléctrica suministrada al bobinado del estator es convertida en un par aplicado al rotor del volante. Cuando trabaja como generador, la energía cinética almacenada en el volante aplica un par a la máquina, la cual la convierte en energía eléctrica [10].

2.3.5.- ALMACENAMIENTO POR AIRE COMPRIMIDO (CAES)

Las instalaciones de CAES funcionan como dispositivos acumuladores de energía. Unos potentes motores eléctricos manejan los compresores que comprimen el aire, normalmente en una formación geológica subterránea; ya sea durante los períodos de tiempo en que el uso y coste de la electricidad es menor, o por la disponibilidad de energía eléctrica en un proceso de producción. Cuando se necesita de esa energía almacenada, el aire precomprimido es utilizado en turbinas de combustión modificadas para generar electricidad. Todavía se necesita gas natural u otros combustibles fósiles para hacer funcionar las turbinas, pero el proceso es más eficiente, con un ahorro de hasta un 50% de dicho carburante [10].

2.3.6.- ALMACENAMIENTO POR HIDROELECTRICIDAD BOMBEADA

Una central hidroeléctrica reversible es una central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua (por ejemplo subiéndola a un embalse) consumiendo para ello energía eléctrica (electricidad de almacenamiento por bombas). De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía. Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle [10].

2.4.- Sector de la automoción: el vehículo eléctrico

Como se mencionó anteriormente, de un tiempo a esta parte es creciente la alarma debida al incipiente calentamiento global, producido por los gases de efecto invernadero, además se ha extendido la preocupación ante el progresivo agotamiento de recursos energéticos como el petróleo, así como su continuo encarecimiento. El sector de la automoción es uno de los mayores causantes de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la energía consumida por el sector del transporte es completamente dependiente del petróleo en más de un 90% y, además, supone un 50% de la demanda global del mismo. Es por ello, que muchas estrategias y proyectos se han destinado al estudio de alternativas que mejoren estos aspectos del sector de la automoción.

Entre las principales soluciones que se han propuesto hasta el momento se encuentran: los vehículos propulsados por hidrógeno, por biocombustibles o los vehículos eléctricos. Existen otras tecnologías, como el aire comprimido o el motor magnético, pero su bajo nivel de desarrollo hace que, por el momento, no sean útiles para la propulsión de vehículos.

En la propulsión por hidrógeno, habrá que diferenciar entre el motor de combustión y las pilas de combustible. En principio, entre estas dos, la tecnología más interesante es la pila de combustible, ya que esta sirve para alimentar un motor eléctrico que será, siempre, más eficiente energéticamente que un motor de combustión al reducir las pérdidas por calor y no necesitar la evolución de un ciclo termodinámico, hasta alcanzar su rendimiento óptimo. No obstante, cabe destacar el alto coste de la pila de combustible, además de su gran peso y volumen.

De todos modos, aun con la gran ventaja de que el único residuo de este sistema es vapor de agua, de la propulsión por hidrógeno surgen varios inconvenientes. El hidrógeno es peligroso, porque se guarda a presión y al manipularlo puede explotar. Además, no es un combustible primario, sino que se consigue mediante electrólisis, lo cual conlleva un gran gasto de energía para producirlo. Por otro lado, es complicado almacenar grandes cantidades de este gas, dado que es bastante volátil y necesita ser almacenado a gran presión, lo que supondrá un sobre coste.

Así que el hidrógeno es una alternativa, pero, por el momento, sólo de futuro y, probablemente, si algún día llega a imperar será combinado con otras tecnologías.

En lo pertinente a los biocombustibles, éstos tienen la gran ventaja de que su utilización en los motores de combustión es, prácticamente, idéntica a la del petróleo, por lo que se cuenta con sobrado conocimiento y experiencia en este tipo de tecnología. Además, su utilización reduce al 80% las emisiones causantes del efecto invernadero, disminuye las emisiones de azufre, principal causa de la lluvia ácida, es biodegradable y duplica la vida útil de los motores por la óptima lubricidad que tiene, especialmente, el biodiesel.

Sin embargo, el inconveniente que suscita es que llegar a los niveles necesarios de producción entraña ciertos riesgos, porque para su elaboración se necesitan grandes extensiones de cultivos, utilizando recursos que deberían servir para producir alimento para la población, lo que provocaría un fuerte impacto en el precio de éstos y una crisis alimentaria que afectaría, sobre todo, a los países más desfavorecidos.

Como solución a este problema, están en fase de desarrollo los biocombustibles de segunda generación. Su principal ventaja es que no se extraen de vegetales destinados a la alimentación humana o animal, sino que consisten, principalmente, en la producción de bioetanol. También se pueden elaborar otros tipos de alcoholes, a partir de desechos obtenidos de la elaboración de otros productos o de desechos forestales o agrícolas. Las últimas novedades con respecto a la materia prima necesaria para los biocombustibles, son la utilización de algunos hongos y la

experimentación con ingeniería genética, además de la llamada tercera generación de biocombustibles, que están basados en algas.

Al estar todas estas fuentes de biocombustibles, en fases iniciales de desarrollo, la propulsión de los vehículos mediante esta tecnología podrá ser útil en un futuro, pero no de momento.

Así pues la solución más viable y realista, para conseguir el cambio de paradigma que se pretende, parece ser el vehículo eléctrico.

La principal ventaja de los vehículos eléctricos es que en su funcionamiento no emiten ningún tipo de residuo que afecte al medio ambiente. Eso sí, serán culpables de la parte de los gases de efecto invernadero correspondientes a la generación de energía eléctrica con la que son recargados. Esta será mayor o menor dependiendo del mix energético. Aunque, en la mayoría de los casos, estas emisiones se reducen, ya que la energía eléctrica no provendrá del carbón o del petróleo exclusivamente.

Por otro lado, los retos que supone la implantación del vehículo eléctrico son el desarrollo de la infraestructura necesaria para su abastecimiento, la menor autonomía de las baterías en comparación con el petróleo, aunque esta diferencia queda, en parte, compensada por el mayor rendimiento de los motores eléctricos, sin embargo el mayor problema se encuentra en la capacidad de la red para abastecer la demanda de los usuarios de los vehículos. Una penetración masiva de VE's, más allá de ser beneficiosa puede dar lugar a la saturación del sistema.

Es por ello que la integración de los vehículos eléctricos a gran escala se plantea bajo el condicionante de una reestructuración del actual sistema de potencia. La red tiene que decidir, cual es el mejor momento para efectuar la recarga, nace así el concepto de “Vehicle To Grid” (V2G).

El concepto consiste en posibilitar una relación bidireccional en los flujos entre la red y los coches, es decir, los vehículos eléctricos no sólo consumirán energía de la red para recargar sus baterías, sino que también serán capaces de almacenar esa energía y cederla al sistema cuando éste lo requiera. Si, además, se consigue que la recarga de los vehículos se produzca en momentos convenientes para el sistema, se tendrá, que como cargas que son, puedan nivelar la curva de demanda consumiendo en momentos de baja demanda o exceso de generación, lo cual permitiría una mejor penetración de energías renovables como la solar o la eólica.



Figura 5: Recarga inteligente de vehículos eléctricos [1]

Esta tecnología es positiva para la red, ya que la hace más estable, segura y resistente.

2.6.- Proyectos que combinan generación distribuida y vehículos eléctricos

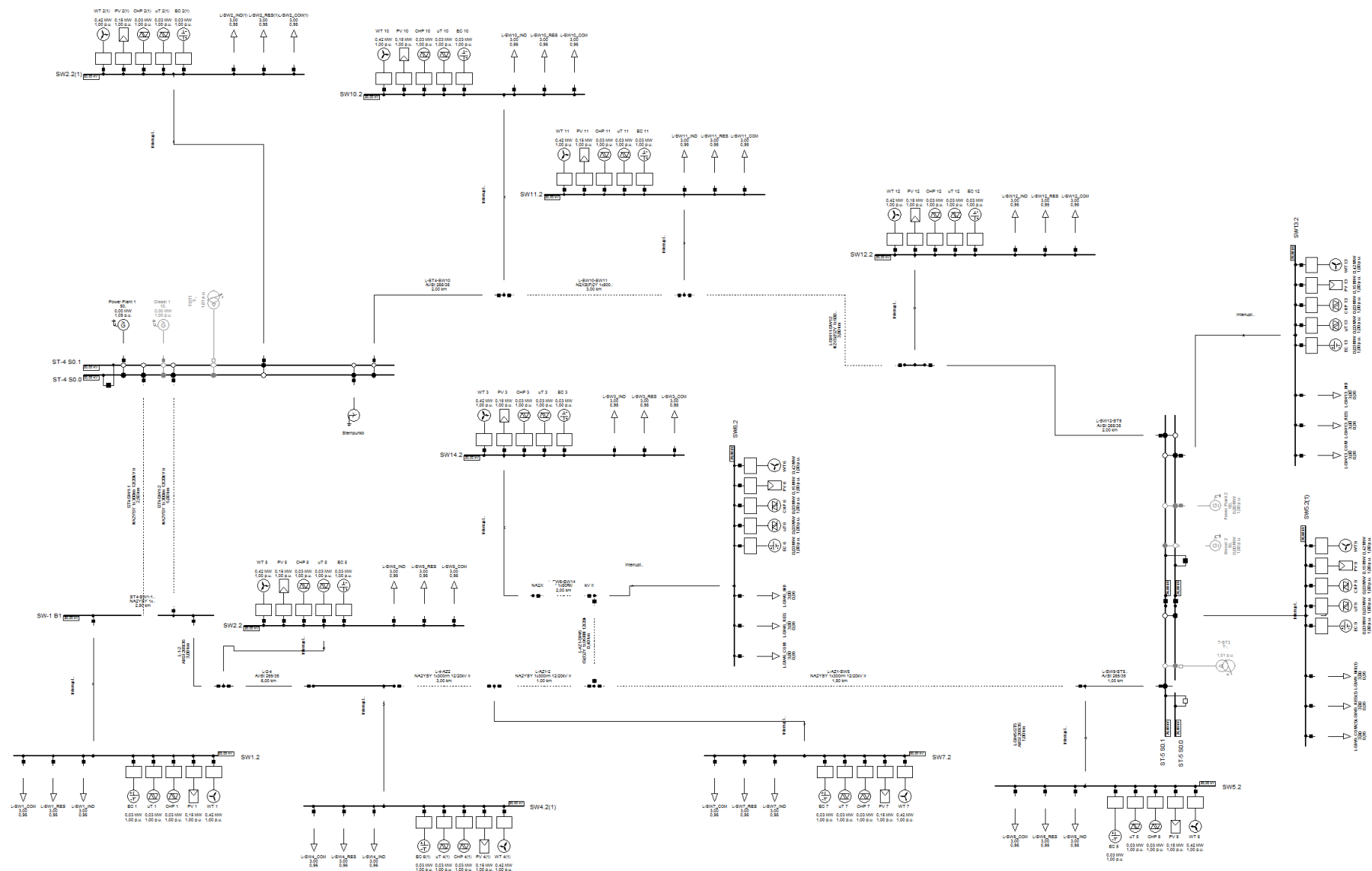
Como se ha mencionado además de la resolución de conflictos tales como los ambientales, los vehículos eléctricos pueden suplir parte de la dependencia energética, pues su integración en un sistema inteligente potencia la penetración de fuentes renovables. En las siguientes líneas se citan dos proyectos ambiciosos que se encuentran en fases de desarrollo:

Son muchos los proyectos que se han puesto en marcha aplicando ambas tecnologías (generación distribuida y vehículos eléctricos). Un ejemplo destacado se encuentra en la isla danesa de Bornholm [4]. En dicha isla existen instalados suficientes aerogeneradores como para satisfacer hasta el 40% de la energía demandada, sin embargo la variabilidad temporal que presenta este tipo de fuente de generación hace que la energía eólica sólo contribuya un 20%. La tecnología V2G, capaz de almacenar energía a través de vehículos eléctricos supone un gran impulso para las expectativas energéticas de esta isla, ya que se podrán aprovechar mejor sus recursos, además los vehículos eléctricos contribuyen en la regulación de la frecuencia.

En España, Endesa y el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), adscrito a la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del gobierno del archipiélago, han suscrito un Convenio de Colaboración para el estudio técnico y económico de desarrollo de una microrred inteligente (Smart Grid) en La Graciosa, la pequeña isla canaria situada frente a la costa de Lanzarote [11]. El objetivo es desarrollar una solución de suministro energético limpio para La Graciosa, a través de una microrred que disponga de inteligencia en los dispositivos de generación distribuida, almacenamiento energético, gestión activa y pasiva de la demanda, sistema fiable de predicción eólica y solar, contadores inteligentes que permiten la telegestión, sistema de recarga para vehículo eléctrico y todo aquello que permita lograr la autosostenibilidad energética de la isla.

Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED



Model	Diagram
Line-Line (V)	

DigSILENT	20kV Gnd	Proyecto RF Seminar
PowerFactory 14.1.1	PowerFactory Seminar	Gráfico: Single Line Diagram
		Fecha: 25/10/2012
		Anexo: 2

3.1.-Descripción de la microrred del proyecto

En la Figura, se ha representado una microrred mallada de 20kV que se encuentra alimentada por una central eléctrica de 50MVA y factor de potencia de 0,8. Dicha planta se encuentra conectada al doble embarrado de la subestación ST-4. La central es responsable del balance del sistema en todo momento.

El resto de la potencia es generada por fuentes de energía renovables (aerogeneradores, plantas fotovoltaicas y unidades de cogeneración doméstica) y microturbinas que se hallan distribuidas en 13 nudos. En cada nudo se han “instalado” los siguientes elementos:

- Un aerogenerador de 0,42 MVA y factor de potencia 1
- Una planta fotovoltaica de 0,1538 MVA y factor de potencia 1
- Diez unidades de cogeneración de 30kV cada una y factor de potencia 1
- Diez microturbinas de 30kV cada una y factor de potencia 1.

Se han empleado modelos de generadores estáticos para simular este tipo de generación no convencional. Estas unidades operan en todos los casos de estudio a factor de potencia unidad. Ninguna de ellas contribuye al control de tensión.

La microrred cuenta con 36,4 km de líneas a lo largo de las cuales se distribuyen las diferentes cargas del sistema. En cada nudo aparecen tres cargas que se corresponden con los consumos de los sectores industrial, servicios y residencial. En horas pico la carga total demandada en la microrred alcanza los 39MW.

En el sistema también aparecen los vehículos eléctricos, no obstante en el caso base se encuentran fuera de servicio. Será en los posteriores casos de estudio cuando estos participen en la microrred. El número de vehículos eléctricos implantados variará en función del caso de estudio en el que nos encontremos. Los vehículos se conectarán a la red en un mismo punto para actuar como una única fuente de consumo. Se han modelado como generadores estáticos, y según el caso de estudio se ha modificado la característica que determina su punto de operación en cada hora del día. Según las diferentes estrategias de carga que se van a proponer, se han definido características de carga que establecen el nivel de consumo eléctrico de los VE's conectados a la microrred a lo largo de 24 horas.

3.2.- Descripción de los modelos de carga

En la Figura 6, obtenida de [3], se puede observar como varía a cada hora la demanda típica de electricidad, a lo largo de un día laborable de invierno, en España. Además se aprecian las cantidades de ese consumo que corresponden, respectivamente, a los diferentes sectores: residencial, servicios e industrial.

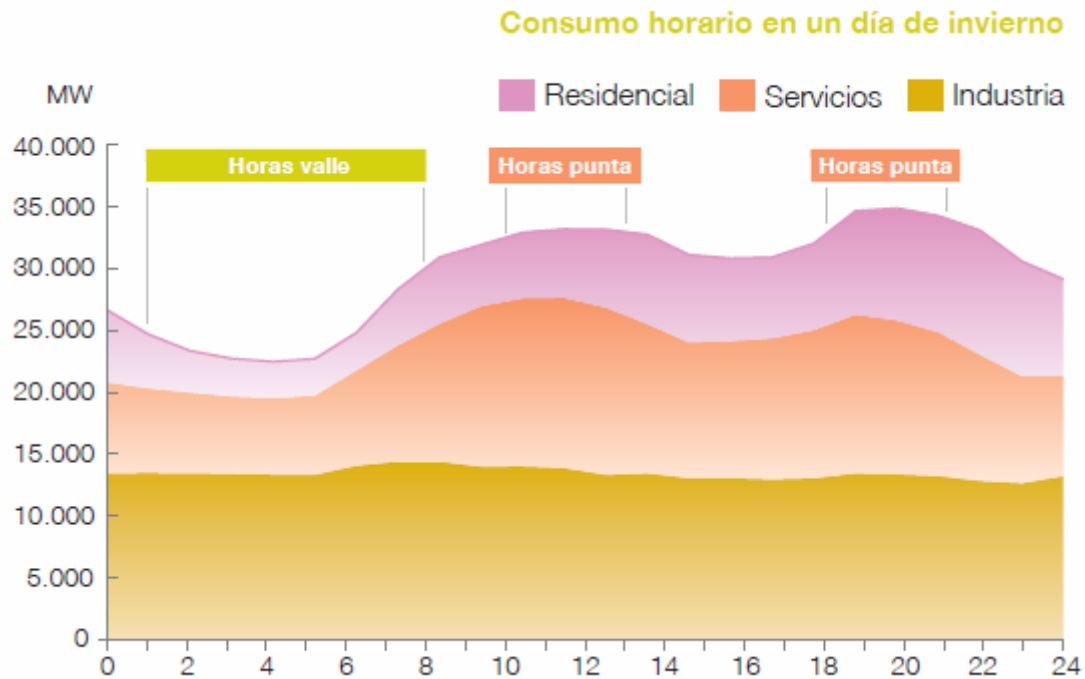


Figura 6: Consumo residencial, servicios e industria en un día de invierno en España [3].

A partir de los datos de esta gráfica se ha compuesto una tabla (Tabla 2), en la que se expresa para cada hora el porcentaje de electricidad demandado por cada sector. De esta forma, se puede implementar en las simulaciones una situación lo más parecida posible a la realidad española.

Demanda Eléctrica en Invierno (España)						
Hora	Industrial		Servicios		Residencial	
	MW	%	MW	%	MW	%
0	13500	38.57%	7000	20.00%	6000	17.14%
1	13500	38.57%	7000	20.00%	5000	14.29%
2	13500	38.57%	6500	18.57%	3500	10.00%
3	13500	38.57%	6250	17.86%	3250	9.29%
4	13500	38.57%	6000	17.14%	3250	9.29%
5	13500	38.57%	6250	17.86%	3000	8.57%
6	14000	40.00%	7500	21.43%	3250	9.29%
7	14500	41.43%	9000	25.71%	4250	12.14%
8	14500	41.43%	11000	31.43%	5250	15.00%
9	14000	40.00%	12750	36.43%	5250	15.00%
10	14000	40.00%	13500	38.57%	5500	15.71%
11	14000	40.00%	13750	39.29%	5750	16.43%
12	13750	39.29%	13500	38.57%	6250	17.86%
13	13500	38.57%	12750	36.43%	7000	20.00%
14	13500	38.57%	11250	32.14%	7500	21.43%
15	13250	37.86%	11000	31.43%	7000	20.00%
16	13250	37.86%	11250	32.14%	6750	19.29%
17	13000	37.14%	11750	33.57%	6750	19.29%
18	13250	37.86%	12250	35.00%	7750	22.14%
19	13500	38.57%	12750	36.43%	8750	25.00%
20	13500	38.57%	12000	34.29%	9500	27.14%
21	13000	37.14%	11500	32.86%	9750	27.86%
22	13000	37.14%	10000	28.57%	10000	28.57%
23	12750	36.43%	8750	25.00%	9250	26.43%
24	13000	37.14%	8500	24.29%	8000	22.86%

Tabla 2: Demanda eléctrica, reparto por tipo de consumo en España

En base al porcentaje de electricidad demandada por cada sector, se ha construido una nueva tabla (Tabla 3), en la que se especifica la potencia activa consumida por cada sector en la microrred definida a cada hora, sabiendo que cuando la carga está al 100% consume 39 MW.

Demanda Eléctrica en Invierno (Microrred)								
Hora	Industrial		Servicios		Residencial		Total	
	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
0	38.57%	15,0423	20.00%	7,8	17.14%	6,6846	75,71	29,5269
1	38.57%	15,0423	20.00%	7,8	14.29%	5,5731	72,86	28,4154
2	38.57%	15,0423	18.57%	7,2423	10.00%	3,9	67,14	26,1846
3	38.57%	15,0423	17.86%	6,9654	9.29%	3,6231	65,72	25,6308
4	38.57%	15,0423	17.14%	6,6846	9.29%	3,6231	65	25,35
5	38.57%	15,0423	17.86%	6,9654	8.57%	3,3423	65	25,35
6	40.00%	15,6	21.43%	8,3577	9.29%	3,6231	70,72	27,5808
7	41.43%	16,1577	25.71%	10,0269	12.14%	4,7346	79,28	30,9192
8	41.43%	16,1577	31.43%	12,2577	15.00%	5,85	87,86	34,2654
9	40.00%	15,6	36.43%	14,2077	15.00%	5,85	91,43	35,6577
10	40.00%	15,6	38.57%	15,0423	15.71%	6,1269	94,28	36,7692
11	40.00%	15,6	39.29%	15,3231	16.43%	6,4077	95,72	37,3308
12	39.29%	15,3231	38.57%	15,0423	17.86%	6,9654	95,72	37,3308
13	38.57%	15,0423	36.43%	14,2077	20.00%	7,8	95	37,05
14	38.57%	15,0423	32.14%	12,5346	21.43%	8,3577	92,14	35,9346
15	37.86%	14,7654	31.43%	12,2577	20.00%	7,8	89,29	34,8231
16	37.86%	14,7654	32.14%	12,5346	19.29%	7,5231	89,29	34,8231
17	37.14%	14,4846	33.57%	13,0923	19.29%	7,5231	90	35,1
18	37.86%	14,7654	35.00%	13,65	22.14%	8,6346	95	37,05
19	38.57%	15,0423	36.43%	14,2077	25.00%	9,75	100	39
20	38.57%	15,0423	34.29%	13,3731	27.14%	10,5846	100	39
21	37.14%	14,4846	32.86%	12,8154	27.86%	10,8654	97,86	38,1654
22	37.14%	14,4846	28.57%	11,1423	28.57%	11,1423	94,28	36,7692
23	36.43%	14,2077	25.00%	9,75	26.43%	10,3077	87,86	34,2654
24	37.14%	14,4846	24.29%	9,4731	22.86%	8,9154	84,29	32,8731

Tabla 3: Demanda eléctrica, reparto por tipo de consumo en la microrred.

3.3.- Descripción de la central

A continuación se definen los datos básicos de la central eléctrica, así como los datos necesarios para cálculos de flujo de cargas. Se ha modelado mediante un generador síncrono de potencia 50MVA y 20kV de tensión nominal.

Figura 7: Datos básicos de Máquina Síncrona

Máquina Síncrona - Grid 20kV\Power Plant 1.ElmSym

IEC 61363 | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización

Estimador de Estado | Confiabilidad | Confiabilidad de Generación | Opt. de Puntos Abiertos | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI

☐ Rotando si interruptores esté abierta

☒ Máquina de Referencia

Tipo de Nodo: SL

Modo del Controlador de la Tensión Local

☒ Factor de Potencia

☐ Tensión

Controlador Secundario Externo

Control de Subestación Externa

Punto de Operación

Modo de Entrada: P, Q

Potencia Activa: 0, MW

Potencia Reactiva: 0, Mvar

Tensión: 1, p.u.

Ángulo: 0, deg

Bias de Frecuencia pr: 0, MW/Hz

Curva de Capacidad

Límite de Potencia Reactiva

Capability Curve

☒ Use límites en tipo especificado

Mín. -0,44 p.u. -22, Mvar

Máx. 0,83 p.u. 41,5 Mvar

Scaling Factor (min.) 100, %

Scaling Factor (max.) 100, %

Operational Limits

Mín. 0, MW

Máx. 40, MW

Pn 40, MW

Active Power: Ratings

Máx. 40, MW

Factor de clasificación 1, Pn 40, MW

OK

Cancelar

Figurar >>

Ira ...

Figura 8: Datos necesarios para cálculos de Flujo de cargas de la Máquina Síncrona

Como se puede apreciar, en primer lugar se elige el modelo de generador que se va a utilizar, en nuestro caso elegiremos un modelo estándar dentro de la librería del programa. El generador tiene una potencia nominal de 50MVA y se encuentra emplazado en el doble embarrado de la subestación ST-4.

En la pestaña referente al flujo de cargas, se elige el modo de control que se desee. En lo referente a los datos de entrada aparecen varias posibilidades: P,Q (Potencia activa y reactiva); P, cos fi (Potencia activa, factor de potencia), etc. Para las simulaciones que vamos a realizar, la central actúa como nodo de referencia (SLACK). No hay que definir potencia activa ni reactiva porque serán las salidas que calculará el programa cuando realice el balance de potencia demandada y pérdidas. Se define la tensión de referencia en la subestación así como el ángulo de la tensión.

3.4.- Descripción de los modelos de plantas fotovoltaicas

Las plantas fotovoltaicas aprovechan la radiación solar para producir energía eléctrica. Esta conversión directa se realiza en las células solares, las cuales son de un material semiconductor dopado, para crear en su interior una unión p-n. Los fotones de cierta energía de la radiación solar directa incidente en la célula, generan pares electrón-hueco en el interior de la célula. Algunos de esos electrones y huecos que quedan libres en la célula se pueden volver a recombinar de forma natural o por imperfecciones del material, pero la mayoría son separados por el campo eléctrico de la unión p-n de la célula, de tal forma que los electrones se concentran en la zona n (cara iluminada de la célula) y los huecos en la p. Los electrones se extraen mediante los contactos eléctricos situados en la superficie de la célula, para que circulen por un circuito externo hasta volver a la célula, cerrándose el circuito. La célula solar al ser iluminada genera una corriente, en forma de corriente continua.

En la microrred encontramos conectadas trece plantas fotovoltaicas de potencia aparente nominal igual a 153.8KVA cada una. Su potencia está modelada siguiendo una curva característica en forma de campana que ofrecerá un mayor aporte de potencia en las horas centrales del día, llegando a su máximo en la hora 13, tal y como podría funcionar, en la realidad, una planta fotovoltaica. Esta característica se puede ver en la Figura 9.

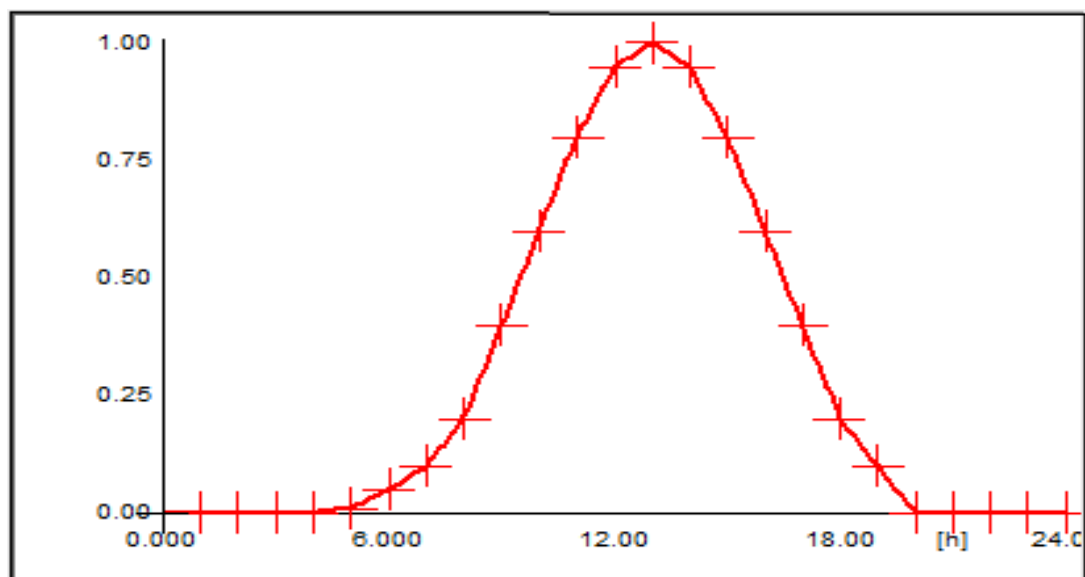


Figura 9: Variación del perfil de producción de la planta fotovoltaica de la microrred.

Los datos básicos del generador estático empleado para modelar la planta fotovoltaica se presentan en la Figura 10. Los datos de flujo de cargas se muestran en la Figura 11.

Static Generator - Grid 20kV\PV 2(1).ElmGenstat *

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Nombre: PV 2(1)

Terminal: Grd 20kV\SW2.2(1)\Cub_2 SW2.2(1)

Zona: ...

Area: ...

☐ Fuera de Servicio

Category: Photovoltaic

Número de Máquinas en paralelo: 1

Valores Nominales

Potencia Aparente Nominal: 0,1538 MVA

Factor de Potencia: 1.

☐ Earthed

Modelo: ...

OK Cancelar Figurar >> Ira ...

Figura 10: Datos básicos del generador fotovoltaico

Static Generator - Grid 20kV\PV 2(1).ElmGenstat *

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Tipo de Nodo: PQ

Controlador de la Tensión Local: Factor de Potencia

Control de Subestación Externa: Grd 20kV\Station Control

Punto de Operación

Modo de Entrada: Defecto

Potencia Activa: 0,1538 MW

Potencia Reactiva: 0 Mvar

Tensión: 1 p.u.

Droop: 1 %

Bias de Frecuencia pr: 0 MW/Hz

Curva de Capacidad

Límite de Potencia Reactiva

Capability Curve: ...imits Curves\Capability Curve Solar Type A

Scaling Factor (min.): 100 %

Scaling Factor (max.): 100 %

Active Power: Operational Limits

Min: 0 MW

Máx: 0,1538 MW Pn 0,1538 MW

Active Power: Ratings

Máx: 0,1538 MW Factor de clasificación: 1 Pn 0,1538 MW

OK Cancelar Figurar >> Ira ...

Figura 11: Datos de flujo de cargas de la planta fotovoltaica

3.5.- Descripción de los modelos de generadores eólicos

El aprovechamiento de la energía eólica consiste en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Esta transformación la realiza el aerogenerador, cuyo movimiento de giro responde al mismo principio físico de los molinos de viento. Por esa similitud, el funcionamiento de un aerogenerador es bastante simple e intuitivo: el viento hace girar las palas del aerogenerador que, mediante un multiplicador, hace girar al rotor de un generador eléctrico que es el que produce la energía eléctrica.

En la microrred encontramos conectadas trece plantas eólicas con potencia aparente nominal igual a 420 kVA cada uno. Dada la variabilidad del viento, su potencia está modelada siguiendo la curva característica que se presenta en la Figura 12, donde se aprecia que la máxima aportación de viento se produce entre las 6:00 y las 9:00 horas de la mañana, y la mínima aportación tiene lugar en las horas centrales del día, es decir entre las 12:00 y las 16:00 horas.

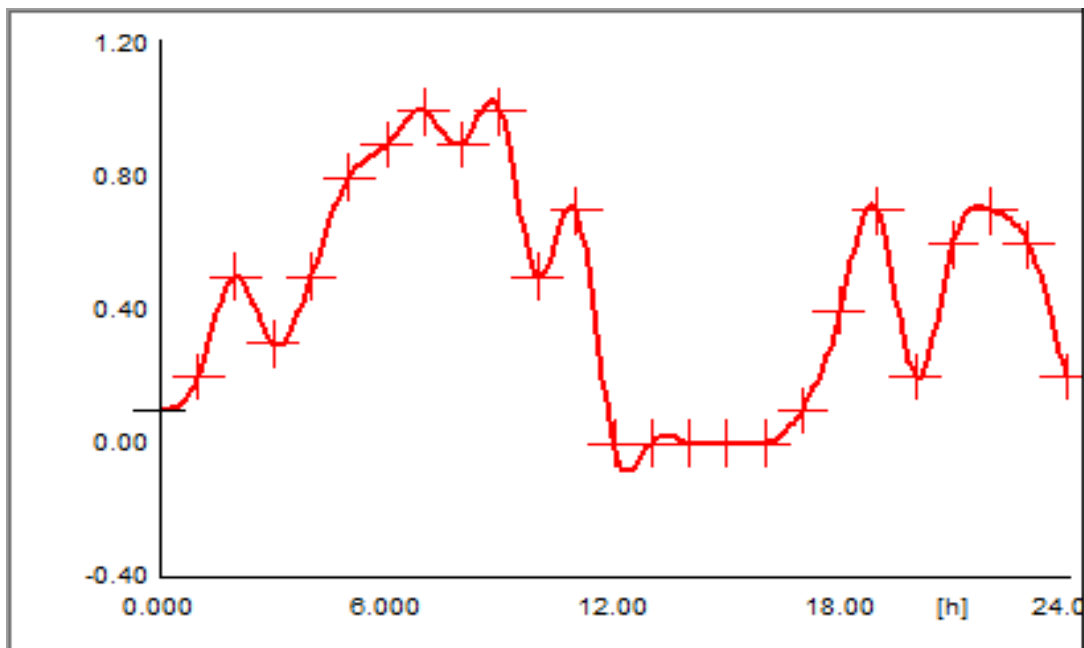


Figura 12: Variación del perfil de producción de la planta eólica de la microrred.

Para conectar la planta a la microrred se utiliza el modelo de generador estático de DIgSILENT PowerFactory, con los datos básicos de la Figura 13 y los datos de operación de la Figura 14.

Static Generator - Grid 20kV\WT 2(1).ElmGenstat

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Nombre: WT 2(1)

Terminal: Grd 20kV\SW2.2(1)\Cub_1 SW2.2(1)

Zona: ...

Area: ...

☐ Fuera de Servicio

Category: Wind Generator

Número de Máquinas en paralelo: 1

Valores Nominales:

Potencia Aparente Nominal: 0.42 MVA

Factor de Potencia: 1.

☐ Earthed

Modelo: ...

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 13: Datos básicos del generador eólico (Generador Estático)

Static Generator - Grid 20kV\WT 11.Elmgstat *

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Tipo de Nodo: PQ

Controlador de la Tensión Local: Factor de Potencia

Control de Subestación Externa: ...

Punto de Operación:

Modo de Entrada: Defecto

Potencia Activa: 0.42 MW

Potencia Reactiva: 0. Mvar

Tensión: 1. p.u.

Droop: 1. %

Bias de Frecuencia pr: 0. MW/Hz

Curva de Capacidad:

Límite de Potencia Reactiva:

Capability Curve: ... Curves\Capability Curve Wind Gen Type B

Scaling Factor (min.): 100. %

Scaling Factor (max.): 100. %

Active Power: Operational Limits:

Mín.: 0. MW

Máx.: 0.42 MW Pn 0.42 MW

Active Power: Ratings:

Máx.: 0.42 MW Factor de clasificación: 1. Pn 0.42 MW

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 14: Datos de flujo de cargas del generador eólico (Generador Estático)

3.6.- Descripción de los modelos de microturbinas

Son equipos modulares con potencia de 30KW por módulo. Funcionan con diversos combustibles: Gas Natural, Gas licuado (GLP) - Propano, Gas de pozos de petróleo o plataformas offshore, Diesel/Gas Oil, Kerosene, Biogas, en nuestra microrred hemos implementado microturbinas que funcionan con gas natural [5]. En el proyecto se han considerado 10 máquinas asociadas en paralelo en cada nudo, por lo que generan en total una potencia de 300KW por nudo.

En la Figura 15 y Figura 16 se detallan, respectivamente, una microturbina con sus principales partes constructivas y una representación esquemática de su funcionamiento.

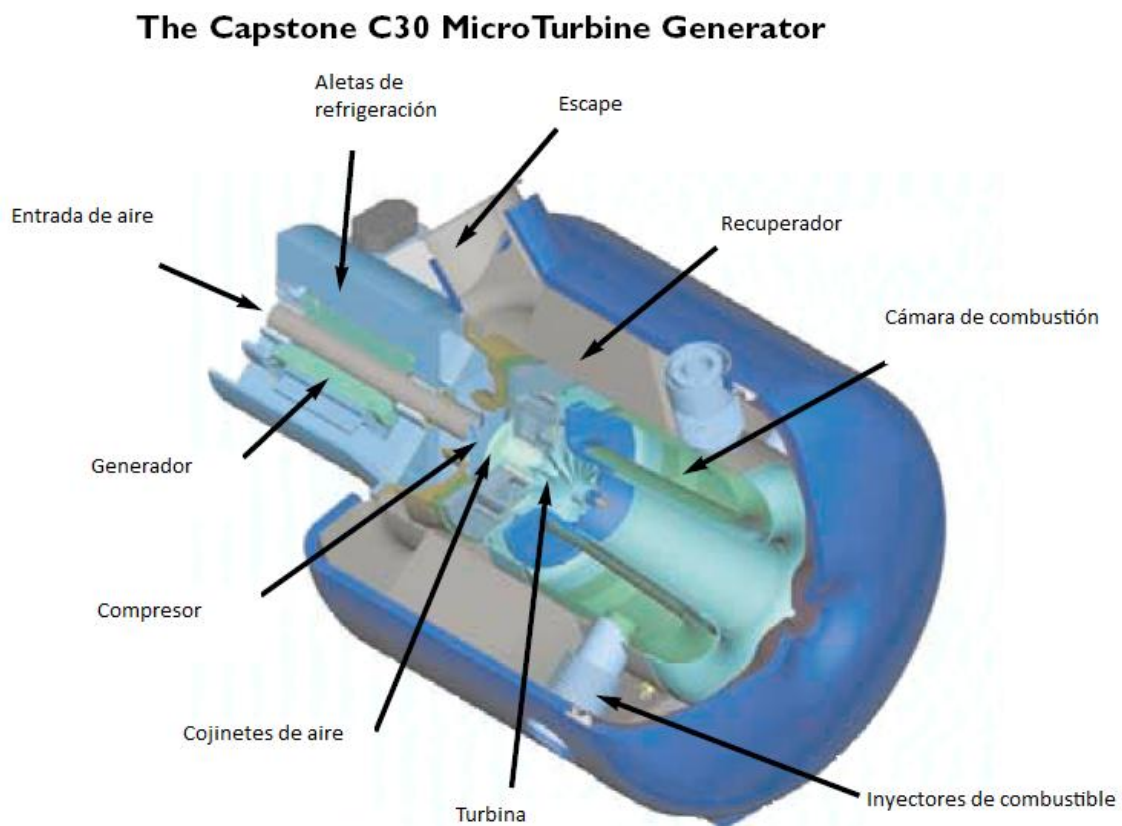


Figura 15: Esquema de una microturbina [5]

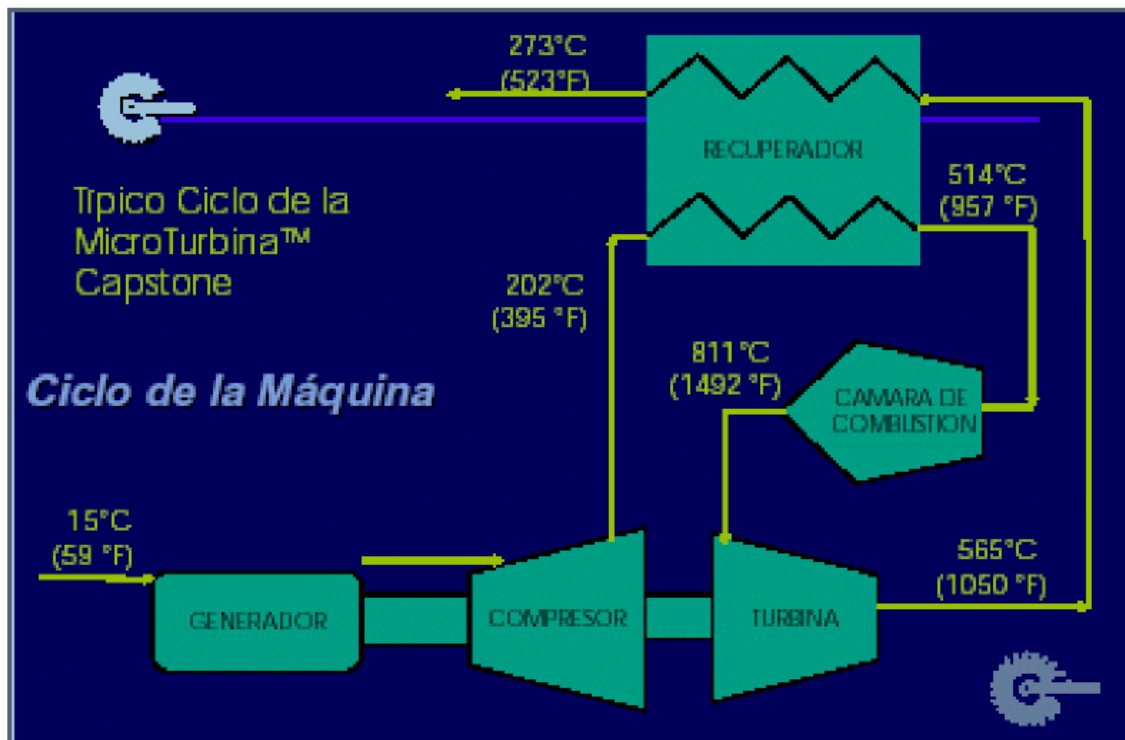


Figura 16: Esquema funcional de una microturbina [5]

Como podemos ver, la microturbina tiene un solo eje de rotación sobre el que van montados el compresor, la turbina y el generador, esta configuración permite reducir los costes de producción y tiene un mantenimiento más fácil frente a la configuración de doble eje. El compresor se encarga de comprimir el aire ambiente, la relación de compresión es de aproximadamente 4,5:1, a continuación el aire comprimido es calentado en un recuperador de calor, aumentando de esta forma la eficiencia de la microturbina. El aire comprimido precalentado se mezcla con el gas natural, y un dispositivo de encendido eléctrico alojado en la cámara de combustión inflama la mezcla. La cámara de combustión es de tipo premezcla de baja emisión, garantizando así bajas emisiones de NO_x, CO e hidrocarburos no quemados contenidos en los gases de escape. La turbina radial acciona el compresor y el alternador a un régimen de velocidad de 30.000 rpm. Al salir de la cámara, los gases de combustión tienen una temperatura aproximada de 811°C y están sometidos a una presión en torno a 4,5 bares. A medida que los gases se expanden en la turbina, la presión disminuye hasta casi valores atmosféricos y la temperatura baja hasta unos 565°C. La energía eléctrica es generada por un alternador síncrono de imanes permanentes, de gran velocidad, el cual está integrado en la microturbina [5].

Algunas de las ventajas que proporcionan este tipo generación son:

- Las emisiones de NO_x son menores a nueve partes por millón cuando el combustible empleado es gas natural.
- Las emisiones de CO son menores a cuarenta partes por millón.
- Las emisiones totales de hidrocarburos están por debajo de nueve partes por millón cuando el combustible es gas natural.
- No utilizan líquidos refrigerantes ni lubricantes.
- Alta fiabilidad y menor mantenimiento.

- Bajo nivel de ruido
- Reducido peso y dimensiones. Un sistema similar de producción de energía eléctrica con un motor de gas de pistones de unos 40 kW de potencia eléctrica, pesa más de 2.000 kg ante los 478 kg del sistema de microturbina de gas.
- Simplicidad constructiva: una sola parte móvil.
- Generan energía eléctrica de calidad superior a la de la Red, sin armónicos ni distorsiones.

Los datos de una microturbina se muestran en las figuras siguientes (Figura 17 y Figura 18):

Static Generator - Grid 20kV\ut 10.ElmGenstat

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Nombre: JT 10

Terminal: Grid 20kV\SW10.2\Cub_3 SW10.2

Zona: ...

Area: ...

☐ Fuera de Servicio

Category: Other Static Generator

Número de Máquinas en paralelo: 10

Valores Nominales

Potencia Aparente Nominal: 0.03 MVA

Factor de Potencia: 1.

☐ Earthed

Modelo: ...

Buttons: OK, Cancelar, Figurar >>, Ira ...

Figura 17: Datos básicos de la microturbina

Static Generator - Grid 20kV\ut 10.ElmGenstat

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Tipo de Nodo: PQ

Controlador de la Tensión Local: Factor de Potencia

Control de Subestación Externa: ...

Punto de Operación: Defecto

Modo de Entrada: Defecto

Potencia Activa: 0.03 MW

Potencia Reactiva: 0. Mvar

Tensión: 1. p.u.

Droop: 1. %

Bias de Frecuencia pr: 0. MW/Hz

Curva de Capacidad

Límite de Potencia Reactiva

Capacity Curve: ...

Mín. -0. p.u. -0. Mvar Scaling Factor (min.) 100. %

Máx. 0. p.u. 0. Mvar Scaling Factor (max.) 100. %

Active Power: Operational Limits

Mín. 0. MW

Máx. 0.03 MW Pn 0.03 MW

Active Power: Ratings

Máx. 0.03 MW Factor de clasificación 1. Pn 0.03 MW

OK

Cancelar

Figurar >>

Ira ...

◀ ▶

Figura 18: Datos de flujo de cargas de la microturbina

3.7.- Descripción de los modelos de CHP

Una de las principales bazas de la energía distribuida es la incorporación de sistemas de cogeneración domésticos, que permiten obtener energía eléctrica y térmica simultáneamente a partir de una única fuente primaria. Aproximadamente se obtiene un 80% de energía térmica, principalmente agua caliente, el 15% se transforma en energía eléctrica y el restante 5% son pérdidas [6].

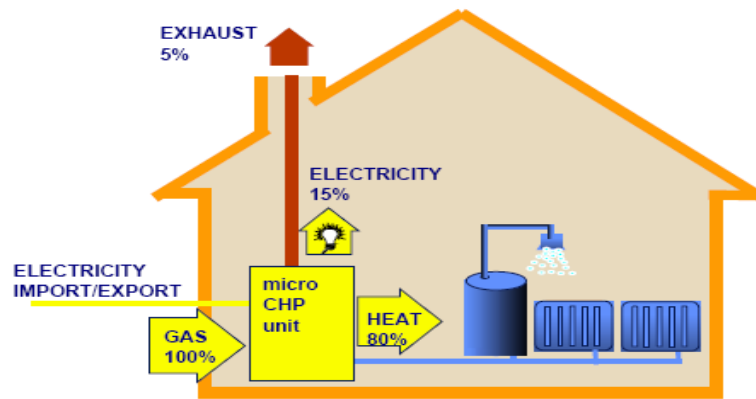


Figura 19: Esquema de una CHP doméstica [6]

La demanda de este tipo de tecnología durante un día laborable de invierno se representa en la figura, como se puede apreciar el funcionamiento de los sistemas de cogeneración abarca de seis a diez de la mañana y de tres de la tarde a once de la noche [6].

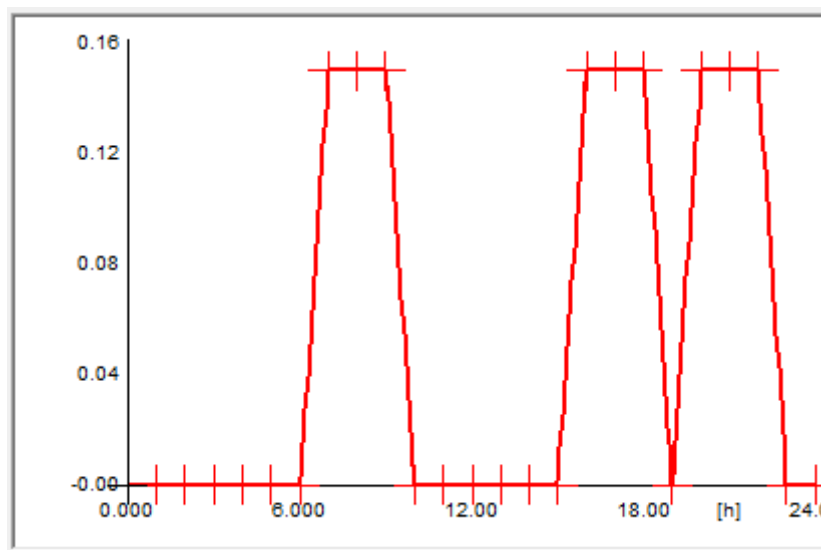


Figura 20: Variación del perfil de producción de una CHP doméstica

En la microrred se han definido 10 unidades de cogeneración domésticas en cada bus. Cada CHP tiene una potencia de 30kW, no obstante es necesario volver a recordar que sólo proporciona el 15% de electricidad.

Static Generator - Grid 20kV\CHP 10.ElmGenstat

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Nombre:

Terminal: SW10.2

Zona:

Area:

☐ Fuera de Servicio

Category:

Número de Máquinas en paralelo:

Valores Nominales

Potencia Aparente Nominal: MVA

Factor de Potencia:

☐ Earthed

Modelo:

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 21: Datos básicos de la CHP

Static Generator - Grid 20kV\CHP 10.ElmGenstat

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo		

Tipo de Nodo: PQ

Controlador de la Tensión Local:

Control de Subestación Externa:

Punto de Operación

Modo de Entrada:

Potencia Activa: MW

Potencia Reactiva: Mvar

Tensión: p.u.

Droop: %

Bias de Frecuencia pr: MW/Hz

Curva de Capacidad

Límite de Potencia Reactiva

Capability Curve:

Mín. p.u. Mvar Scaling Factor (min.) %

Máx. p.u. Mvar Scaling Factor (max.) %

Active Power: Operational Limits

Mín. MW

Máx. MW Pn 0.03 MW

Active Power: Ratings

Máx. MW Factor de clasificación Pn 0.03 MW

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 22: Datos de flujo de cargas de la CHP

Capítulo 4

DESCRIPCIÓN DE LAS ESTRATEGIAS Y CASOS DE ESTUDIO

4.3.-RECARGA INTELIGENTE

La recarga inteligente proporcionará una gestión activa de las recargas de vehículos en concordancia con las necesidades de la red. Con esta estrategia los VE's no se comenzarán a cargar cuando sean conectados a la red, sino cuando ésta crea que es el mejor momento, siempre claro, de acuerdo a las necesidades de uso que cada propietario tenga del VE. El perfil de esta estrategia de recarga se ha obtenido de [8] y se presenta en la siguiente figura.

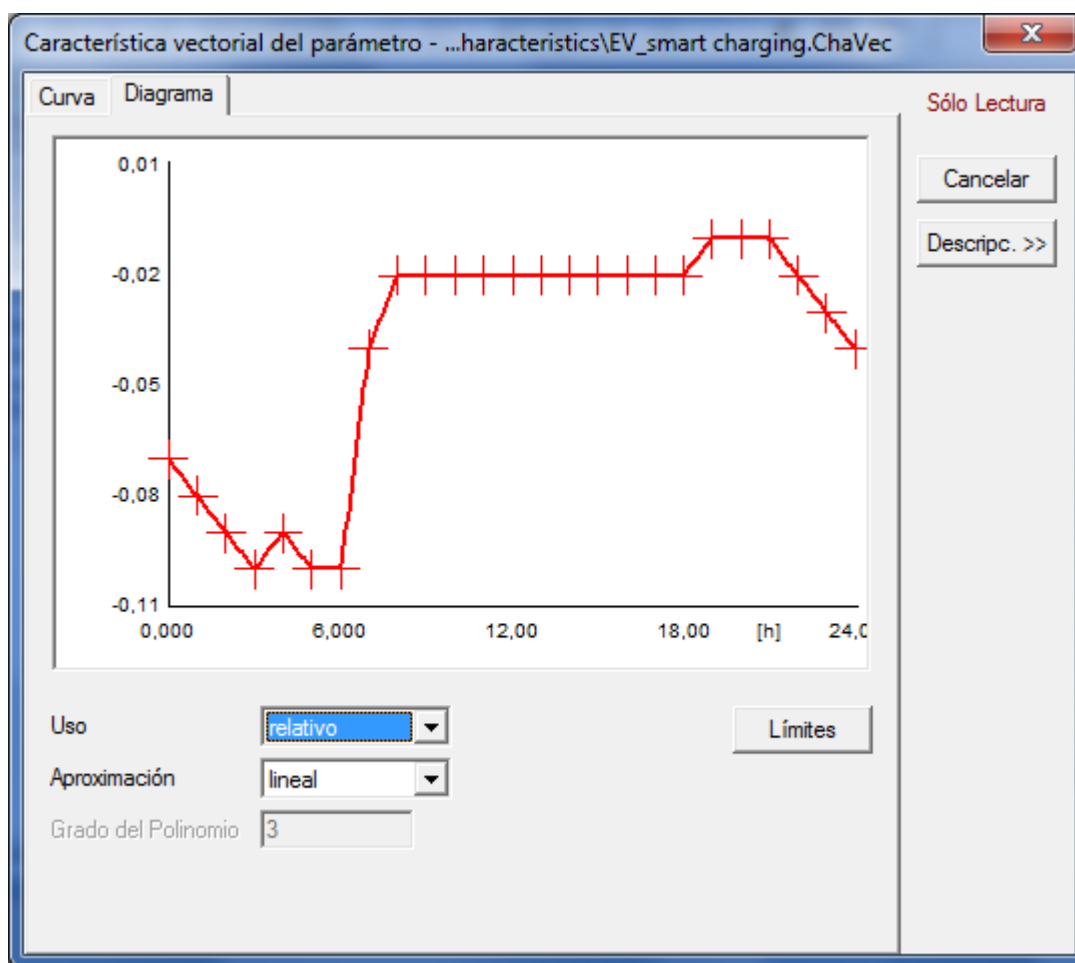


Figura 24: Perfil de recarga inteligente en VE's

4.4.- CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE

La carga y descarga del vehículo se realizará de forma activa en concordancia con las necesidades de la red. Al existir una relación bidireccional en los flujos entre la red y los VE's, y estar continuamente monitorizados todos los elementos del sistema, los VE's no sólo consumirán energía, también podrían ser capaces de cederla a la red cuando ésta lo requiera. Se ha diseñado una estrategia activa consistente en gestionar la flota de vehículos, de tal forma que a lo largo del día se intercambie con el sistema un nivel entre 25% y 50% de la potencia instalada. La flota será internamente gestionada para que los ciclos de carga, descarga y ciclos de desconexión de los vehículos produzcan el balance positivo, aprovechando la potencia producida por la generación distribuida para los procesos de carga. Se reservan tramos para la

recarga de vehículos entre las 2 y las 7 de la mañana, motivando mediante tarifas adecuadas la realización de carga lenta de los vehículos considerados.

Horas	Potencia central (MW) Caso Base	Potencia asignada a VE (MW)	Potencia asignada por barra (MW)	Potencia asignada por VE (MW)	Potencia asignada VE (pu)	Potencia asignada con recarga (pu)
0	27.9021	17.9021	1.377084615	0.008942108	0.29807	0.29807
1	27.9021	17.9021	1.377084615	0.008942108	0.29807	0.29807
2	23.8798	13.8798	1.067676923	0.006932967	0.231099	-0.1
3	24.4339	14.4339	1.1103	0.00720974	0.240325	-0.1
4	23.0126	13.0126	1.000969231	0.0064998	0.21666	-0.1
5	21.3038	11.3038	0.869523077	0.005646254	0.188208	-0.1
6	22.9681	12.9681	0.997546154	0.006477572	0.215919	-0.1
7	21.1369	11.1369	0.856684615	0.005562887	0.18543	-0.1
8	24.7638	14.7638	1.135676923	0.007374525	0.245818	0.245818
9	25.235	15.235	1.171923077	0.00760989	0.253663	0.253663
10	33.5018	23.5018	1.807830769	0.011739161	0.391305	0.391305
11	32.5196	22.5196	1.732276923	0.011248551	0.374952	0.374952
12	36.204	26.204	2.015692308	0.013088911	0.436297	0.436297
13	35.7705	25.7705	1.982346154	0.012872378	0.429079	0.429079
14	34.6731	24.6731	1.897930769	0.012324226	0.410808	0.410808
15	33.8319	23.8319	1.833223077	0.011904046	0.396802	0.396802
16	33.0332	23.0332	1.771784615	0.011505095	0.383503	0.383503
17	33.1723	23.1723	1.782484615	0.011574575	0.385819	0.385819
18	33.3381	23.3381	1.795238462	0.011657393	0.38858	0.38858
19	34.7234	24.7234	1.9018	0.012349351	0.411645	0.411645
20	35.9014	25.9014	1.992415385	0.012937762	0.431259	0.431259
21	32.6698	22.6698	1.743830769	0.011323576	0.377453	0.377453
22	30.3053	20.3053	1.561946154	0.010142507	0.338084	0.338084
23	29.4023	19.4023	1.492484615	0.009691459	0.323049	0.323049
24	28.4251	18.4251	1.417315385	0.009203347	0.306778	0.306778

Tabla: Característica generada para escenario con un vehículo por familia.

La **Error! Reference source not found.** muestra la determinación de la característica de carga y descarga inteligente para el escenario de mayor integración de vehículos eléctricos. La aplicación en un escenario en tiempo real implicaría tomar medidas de la potencia producida por la central y hacer el reparto mediante un centro de control de Vehículos Eléctricos:

- Columna 1: Horas del día
- Columna 2: potencia generada por la central eléctrica en el escenario base para suplir la carga, con toda la generación distribuida conectada.
- Columna 3: Objetivos de generación para el conjunto de VEs controlados para mantener la potencia generada por la central a bajos niveles
- Columna 4: Potencia asignada a cada bus
- Columna 5: Potencia asignada por VE en el escenario de un vehículo por familia, en MW.
- Columna 6: Potencia asignada por VE en el escenario de un vehículo por familia, en pu.

- Columna 7: Asignación de tramos de recarga.

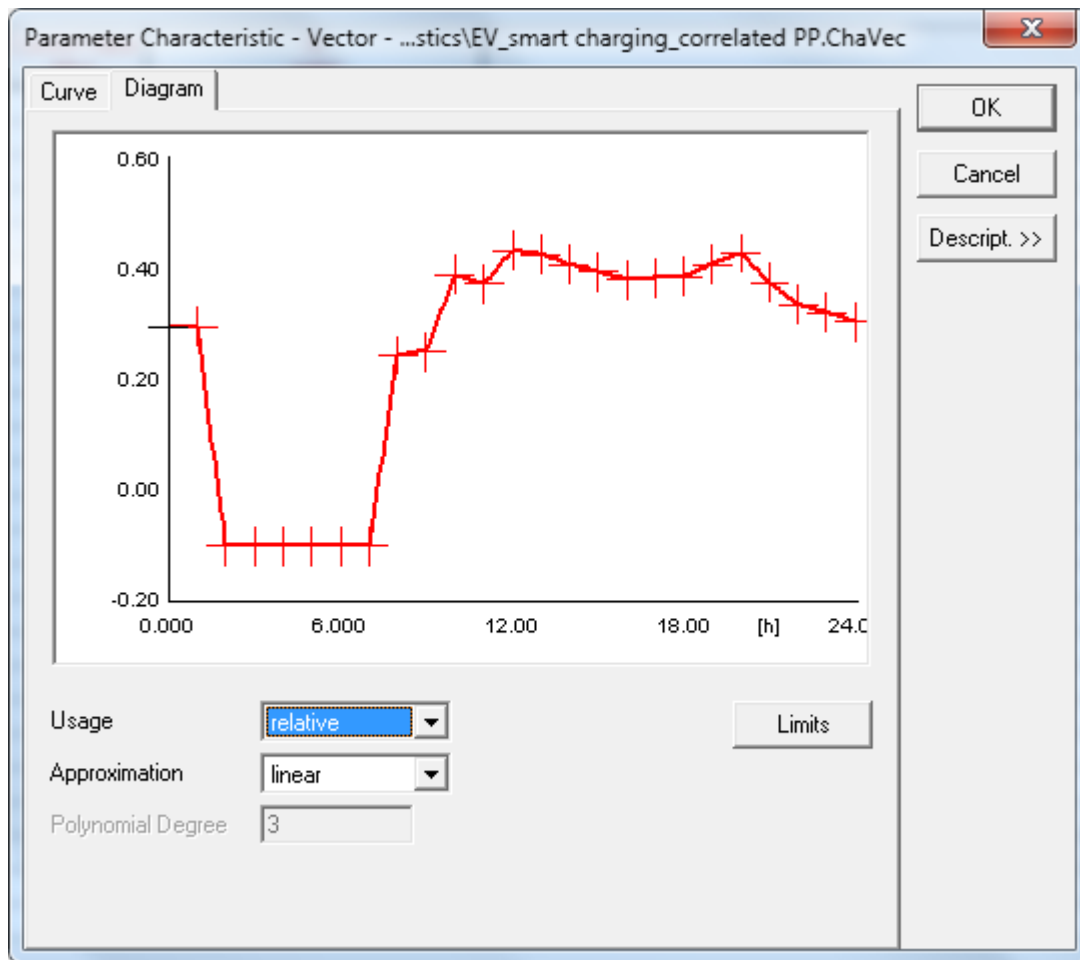


Figura 25: Estrategia de carga y descarga inteligente

4.5.- Número de VE's en la microrred

Una vez descrita la microrred de 20 kV sobre la que vamos a realizar las diferentes simulaciones, se describe la penetración en la misma de los vehículos eléctricos.

En los dos primeros casos de estudio, que se tratan posteriormente, la penetración de los vehículos eléctricos se ha adaptado a previsiones facilitadas en otros estudios para los años 2020 y 2024, con el fin de obtener datos objetivos en concordancia con la realidad que puede acontecer en el futuro. En el tercer caso de estudio se ha planteado su escenario mucho más ambicioso, en él la totalidad de viviendas dispondrá de un vehículo eléctrico.

Para definir el número de vehículos en nuestros escenarios de planificación, se ha llevado a cabo un cálculo aproximado que se describe a continuación.

Se ha partido de la base de que el escenario de operación en el que se ha trabajado genera para el caso base 39 MW, que es lo que demandan las cargas del sistema. Según los datos de la Tabla 1, las medias de consumo para los diferentes sectores industrial, comercial y residencial son respectivamente del 46'1%, 33'3% y 20'6% sobre la potencia total. Se tendrá, según esos porcentajes, que el consumo residencial en el escenario de la simulación será de 8,034 MW. Si

este consumo residencial se divide entre la potencia media contratada por hogar (4 kW) [3], nos da un valor de, aproximadamente, 2008 viviendas para nuestro escenario.

$$\text{Consumo residencial en el escenario} = \frac{39MW * 20,6}{100} = 8,034MW$$

$$\text{Viviendas en el escenario} = \frac{8,034MW}{4kW} \approx 2008$$

A partir del cálculo de las viviendas en nuestro escenario, se ha propuesto una integración progresiva de vehículos eléctricos. En un primer caso de estudio, se plantea que el 16,18% de las viviendas consideradas tengan un vehículo eléctrico. En el segundo caso, se espera que el 33,66% de dichas viviendas tenga un vehículo eléctrico. En última instancia y como caso más exigente, se propone que todas las viviendas consideradas en el escenario tengan un vehículo eléctrico.

	CASO I	CASO II	CASO III
Nº viviendas en el escenario	2008	2008	2008
Porcentajes de integración	16,18%	33,66%	100%
Nº vehículos en el escenario	325	676	2008

Tabla 4: Previsiones de VE's en los casos de estudio

Capítulo 5

SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.- Metodología empleada

Se describe en este apartado en primer lugar, la metodología que se ha seguido para evaluar cual será el impacto de la integración de VE's en la microrred.

Para cada caso de estudio y tipo de estrategia de control de recarga, se ha realizado el cálculo de 24 flujos de carga, uno cada hora, simulando un día completo. Para ello, se ha utilizado un programa de automatización de tareas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language) que, ejecutado en el programa DIgSILENT PowerFactory permite realizar de forma automática 24 flujos de carga, uno para cada hora del día, y visualizar resultados gráficamente, para estudiar la variación de parámetros importantes respecto a la integración de los vehículos en la microrred.

5.1.1.- DESCRIPCIÓN DE LA DPL

El interfaz de la DPL se muestra en la Figura siguiente.

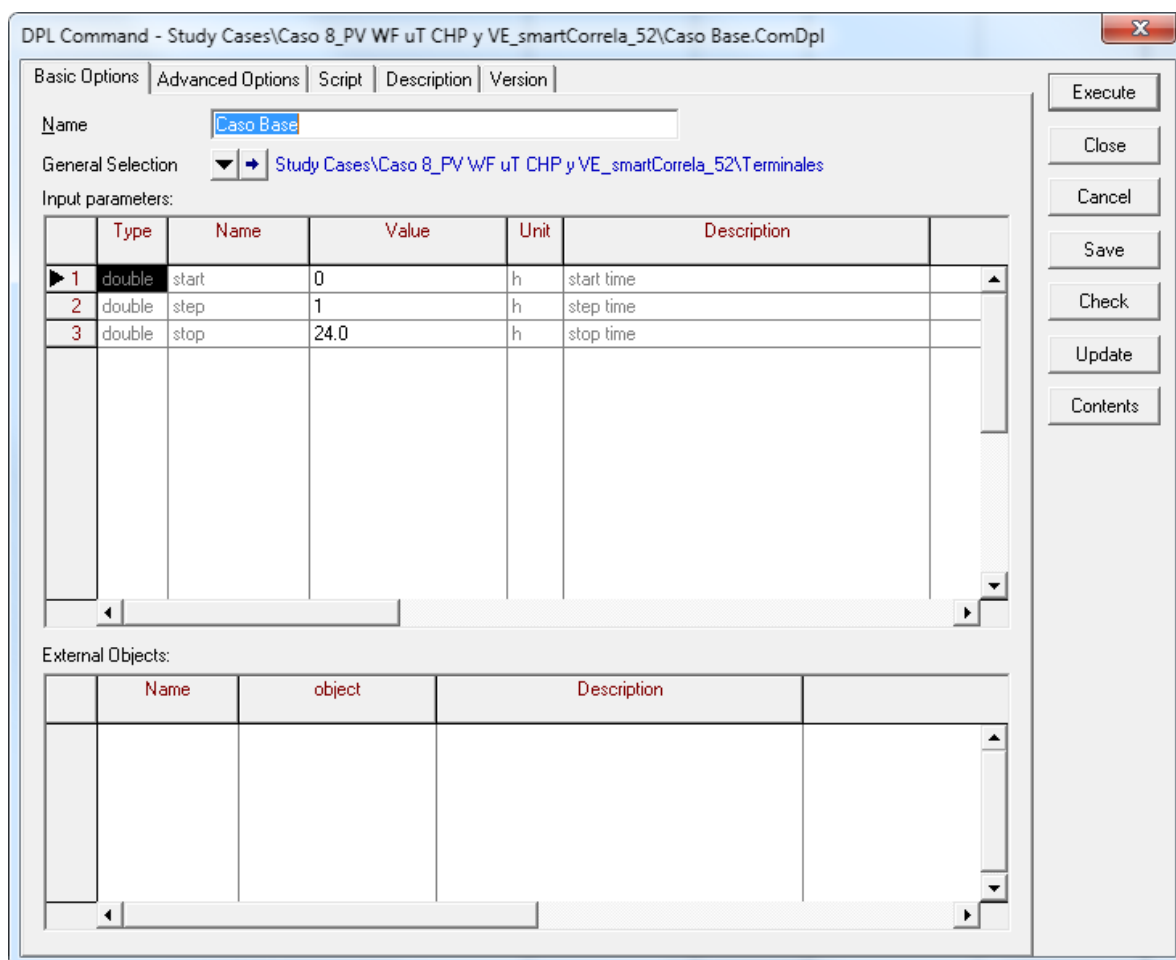


Figura 26: Interfaz para lanzar el script automático de barrido de flujos de carga

El interfaz necesita tres parámetros y una selección general de objetos sobre los cuales realizar las tareas programadas. Estos parámetros son:

- Tiempo de comienzo de barrido de flujo de cargas (start), en horas.
- Tiempo de finalización de barrido de flujo de cargas (stop), en horas.

- Paso entre flujos de cargas (step), en horas.

Se puede acceder al programa mediante la pestaña “Script” que se muestra a continuación:

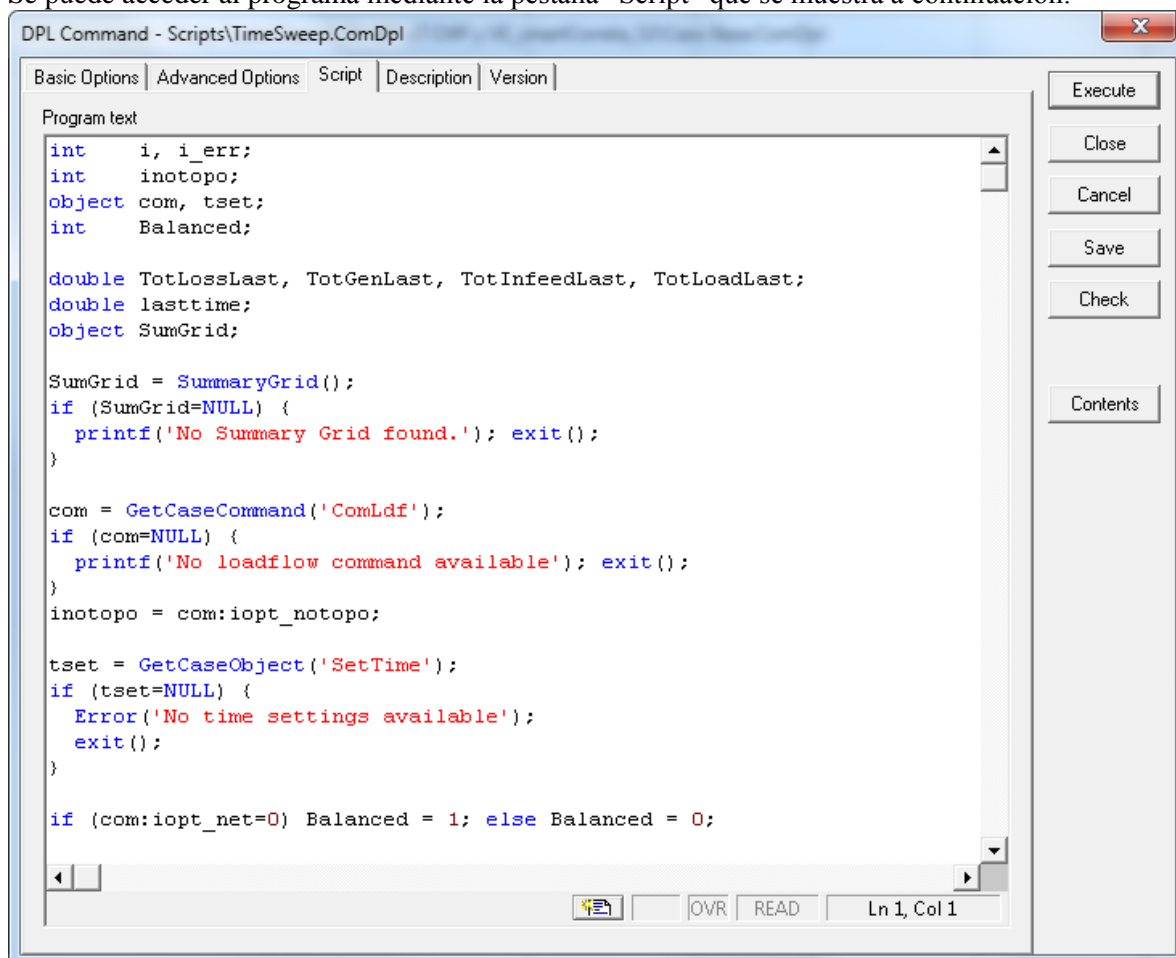


Figura 27: Programa para realizar un barrido de flujos de carga en lenguaje DPL de DIgSILENT PowerFactory

El programa principal llama a una función llamada “CreatePlotRes” y que busca el objeto donde se almacenan todos los resultados, para representar las variables que allí se almacenan en gráficos.

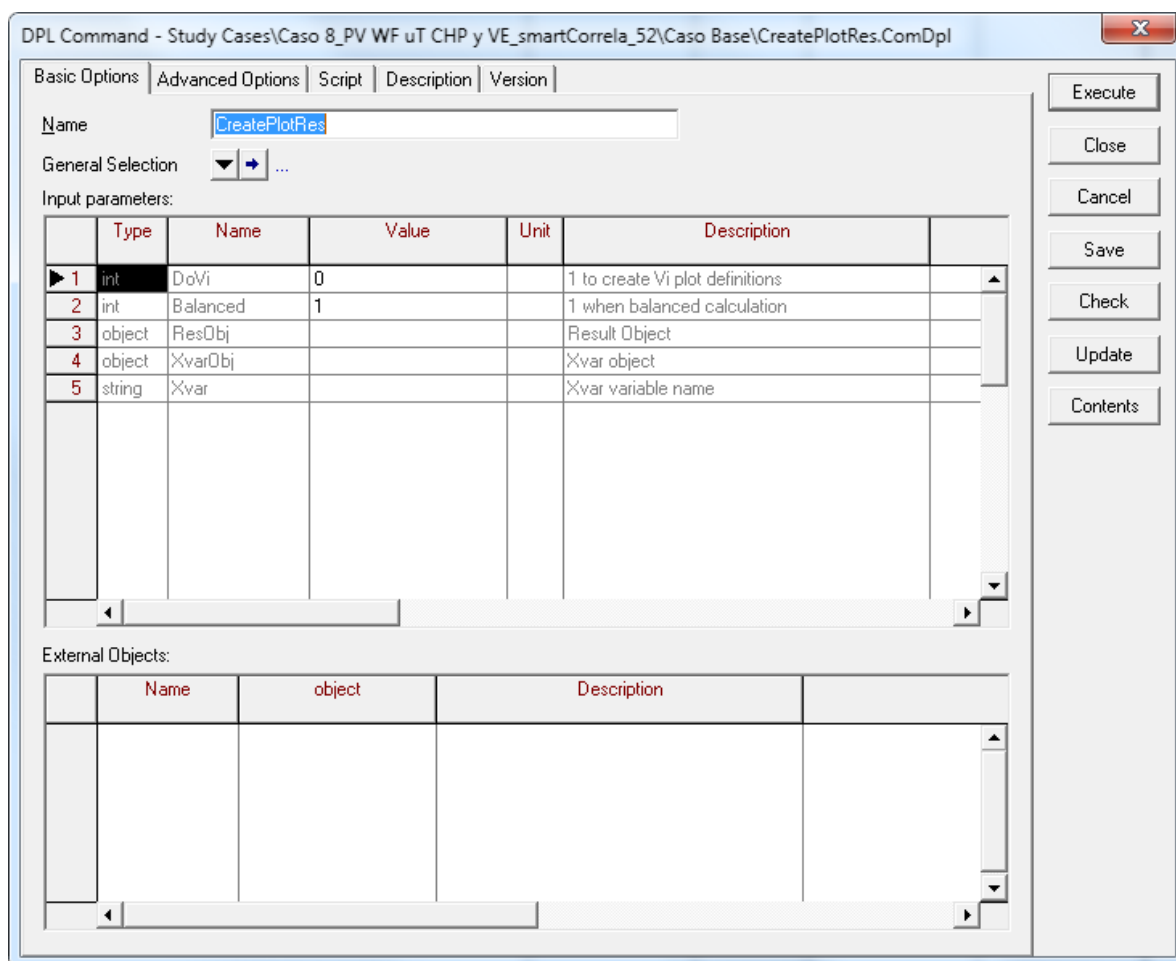


Figura 28: Función que se ejecuta para representar gráficamente los resultados

La estructura de la DPL entonces es de la forma siguiente:

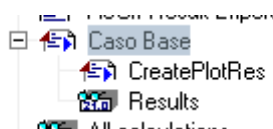


Figura 29: Estructura de la DPL en DigSILENT PowerFactory

La DPL se almacena en la librería de Scripts de proyecto y se llama desde cada caso de estudio generado.

5.1.2.- DESCRIPCION DEL PROYECTO

Se representa en la figura siguiente la estructura del proyecto con el que se ha trabajado en DigSILENT PowerFactory.

Una vez que se han introducido los datos de la red, de los generadores, y que se ha terminado de configurar todo, se definen casos de estudio. El concepto de casos de estudio en el programa es el de almacenar en una carpeta todos los tipos de cálculos que el usuario quiera realizar sobre la red, tales como flujo de carga, cortocircuito, simulaciones en función del tiempo, etc. Al almacenar los comandos y los resultados de los estudios, es posible revisar o repetir estos cálculos en cualquier momento.

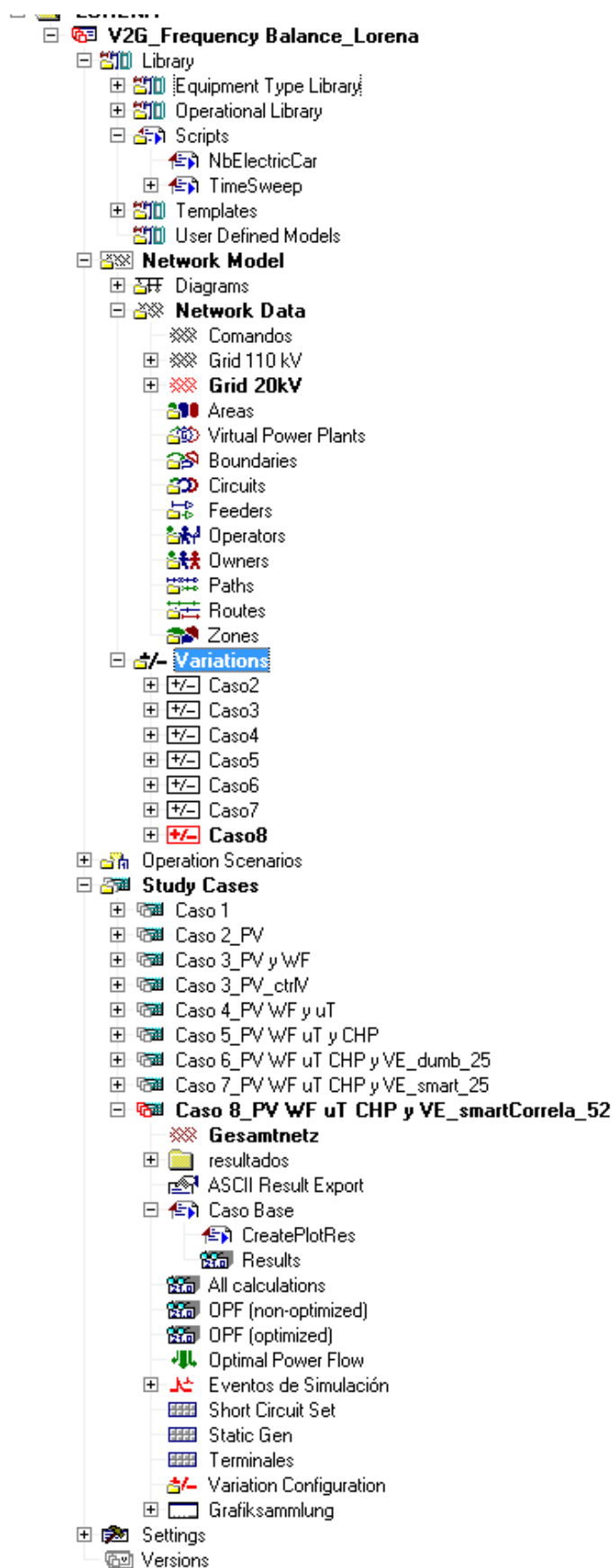


Figura 30: Estructura del proyecto en DIgSILENT PowerFactory

Para estudiar la expansión de la red con la instalación de vehículos eléctricos se ha hecho uso de “VARIACIONES”. Las variaciones almacenan las alternativas de expansión de la red. Como se puede observar en la estructura del proyecto, se ha creado una variación para cada caso de estudio, de tal forma que es posible volver a la configuración original de la red en todo momento. El uso de variaciones permite al usuario llevar a cabo estudios bajo diferentes configuraciones de la red de una manera sencilla y organizada. Solamente hay que definir los cambios que se quieren implementar y activarlos o desactivarlos según los casos de estudio.

En el proyecto se han creado las variaciones para poder almacenar los cambios que se necesitan realizar de características de carga y descarga de vehículos, así como las modificaciones en el número de vehículos.

5.1.2- SELECCIÓN DE RESULTADOS

Se ha realizado una selección de resultados que analizaremos después de cada simulación de cada caso de estudio:

- Nivel de carga de las líneas: la carga no ha de superar el umbral de sobrecarga del 80%. En las gráficas que justifican este parámetro, que visualizaremos posteriormente, sólo se han representado aquellas líneas que presentan un mayor nivel de carga, con el fin de apreciar mejor los datos representados.
- Niveles de tensión de los nodos: en cada una de las barras, la tensión p.u. no debería estar por encima de 1.05 p.u., ni por debajo de 0.95 p.u., rango que habitualmente se utiliza para garantizar energía con una buena calidad y la estabilidad del sistema.
- Nivel de carga de la power plant: para no congestionar ni dañar los equipos la central eléctrica no debe operar por encima del 80%.
- Carga demandada total: se incluyen las cargas descritas en el capítulo tres además de los vehículos eléctricos.
- Energía generada
- Pérdidas de carga

Antes de llevar a cabo la integración de vehículos eléctricos se ha simulado un caso base, en el que se analizan los parámetros característicos que se acaban de mencionar, con el fin de obtener conclusiones de la situación inicial y comparar posteriormente dicha situación con la creada al incorporar vehículos eléctricos.

5.2.- Presentación y análisis de resultados

5.2.1.- CASO BASE: UNA CENTRAL ALIMENTA TODA LA CARGA

En el caso base no se han integrado aún vehículos eléctricos. En este primer ensayo se ha querido estudiar el efecto que proporciona en la microrred la incorporación de la generación distribuida. En un primer momento se introduce exclusivamente una planta centralizada en la microrred y se analizan las características más importantes de esta última, posteriormente se van añadiendo el resto de las fuentes de generación que hemos diseñado.

El ensayo de conectar exclusivamente una planta centralizada en la microrred proporciona los siguientes resultados:

Summary:

Total External Infeed = 0.000 MWh

Total Generation = 812.226 MWh

Total Load = 788.637 MWh

Total Losses = 23.590 MWh

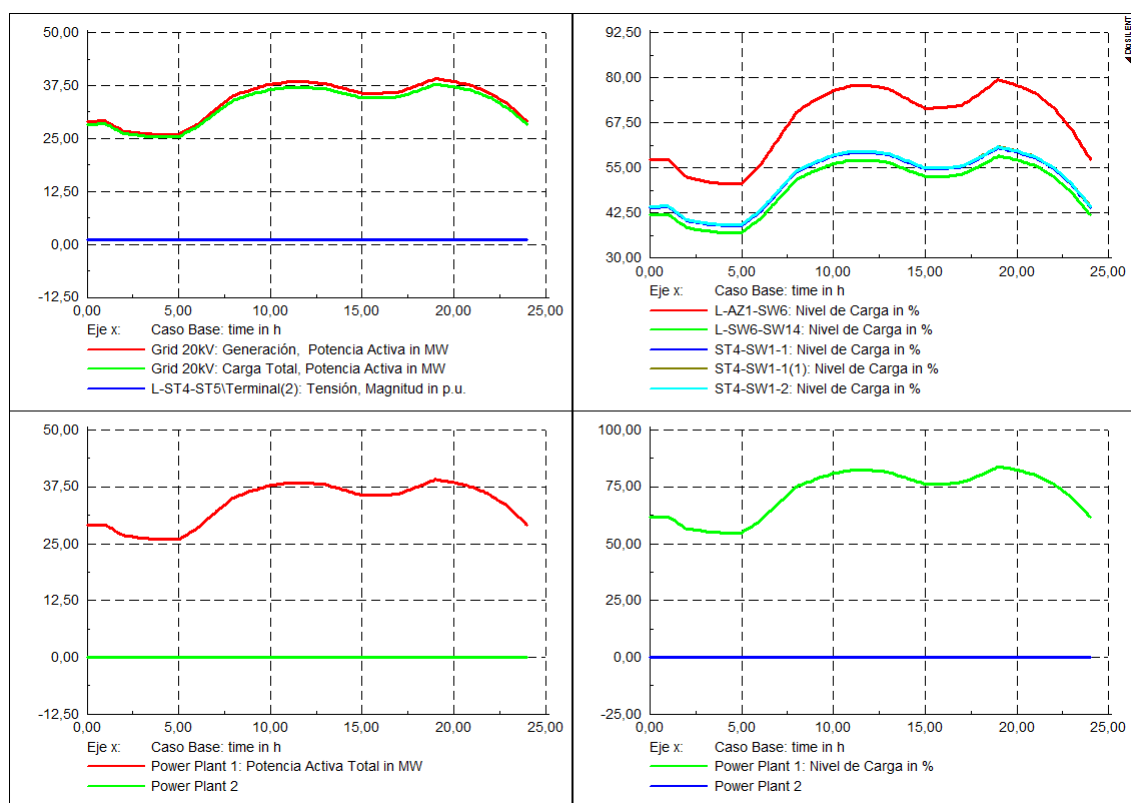


Figura 31: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base.

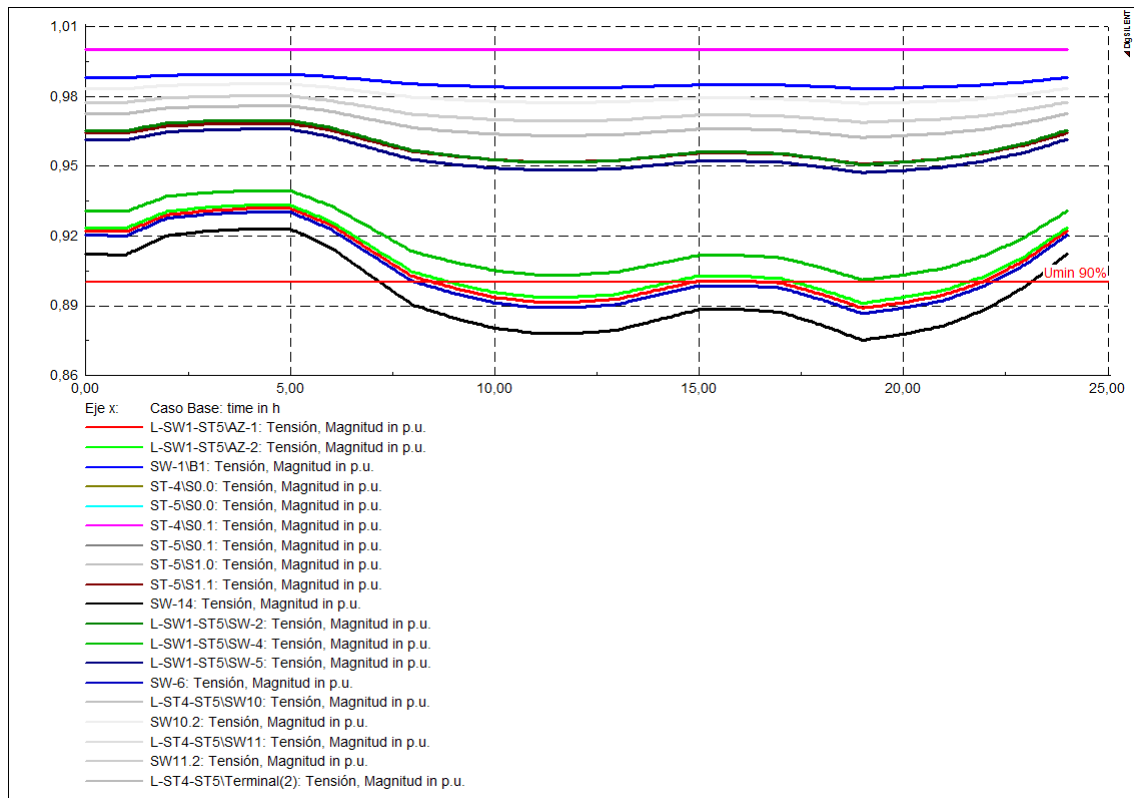


Figura 32: Tensión en barras del sistema. Caso base.

De las figuras anteriores se puede destacar, en primer lugar que tanto el nivel de carga de las líneas como el nivel de carga del generador son inferiores a 80%. Estos valores están dentro de los límites considerados normales para la operación del sistema. Sin embargo la tensión en algunos buses eléctricamente más alejados del sistema se encuentra por debajo del 90% de la tensión nominal en algunas horas del día. La tensión más baja se da en el bus SW14 a las 19h con un valor de 0,875pu.

La instalación de generación distribuida puede contribuir a mejorar el perfil de tensiones del caso base.

5.2.2.- CONEXIÓN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN CADA BUS DE CARGA

Al conectar las placas fotovoltaicas el sistema presenta los siguientes resultados:

Summary:

Total External Infeed = 0.000 MWh

Total Generation = 811.362 MWh

Total Load = 788.658 MWh

Total Losses = 22.704 MWh

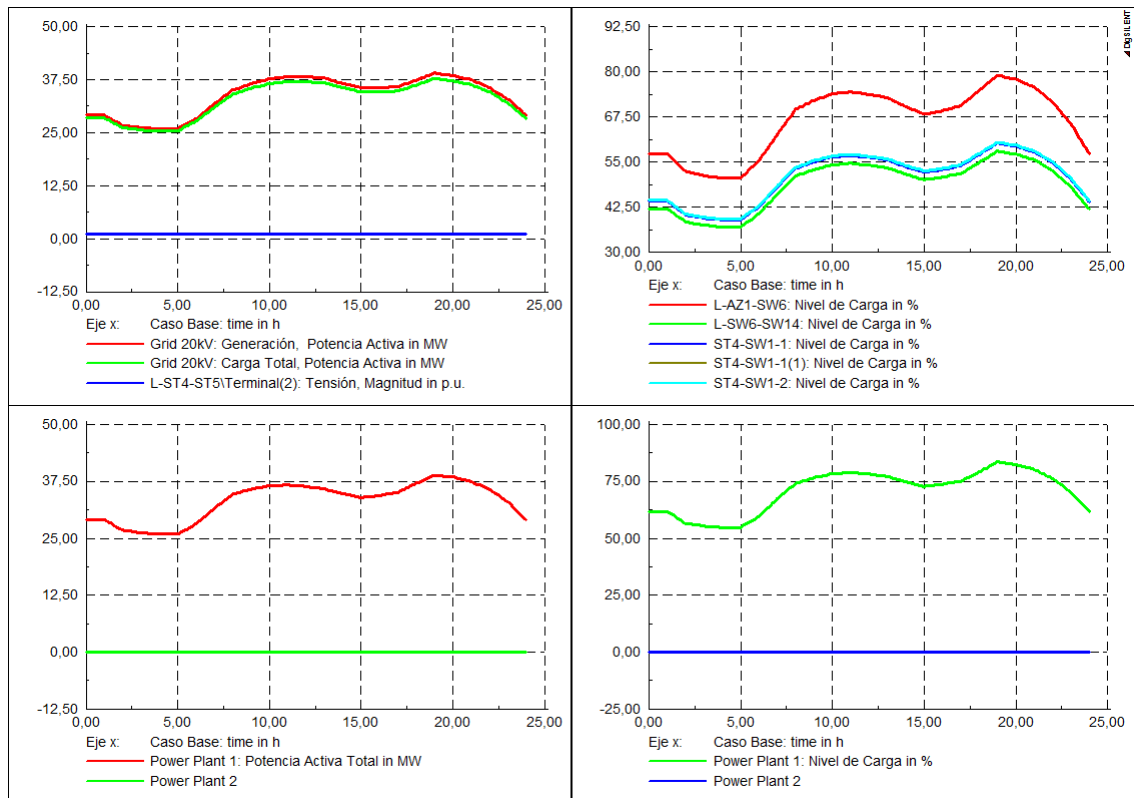


Figura 33: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV

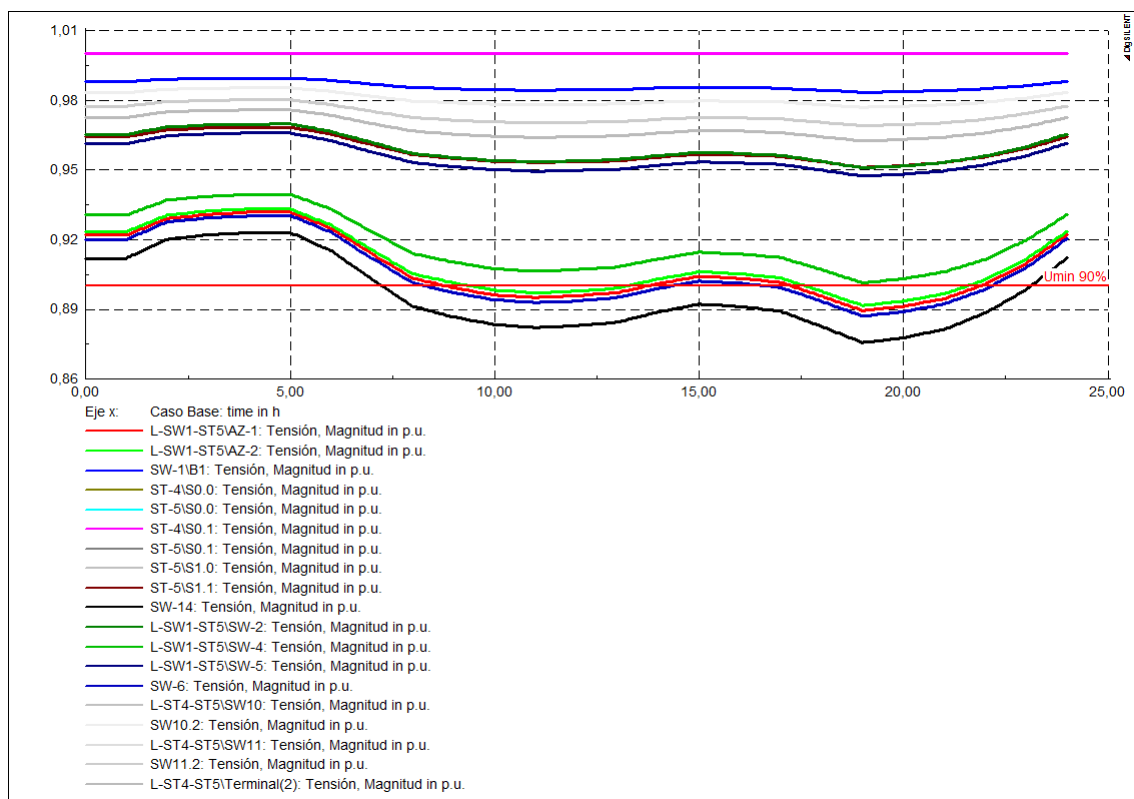


Figura 34: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV

En este estudio se pueden apreciar ya ciertas mejoras, es el caso de las pérdidas que se ven reducidas. Además la tensión de los buses del sistema en las horas centrales del día mejora, como consecuencia de instalar plantas fotovoltaicas. Las plantas fotovoltaicas se encuentran en modo de funcionamiento PQ y no contribuyen al control de tensión de los buses del sistema.

5.2.3.- CONEXIÓN DE AEROGENERADORES EN CADA BUS DE CARGA

De añadir al apartado anterior aerogeneradores se obtiene:

Summary:

Total External Infeed = 0.000 MWh

Total Generation = 808.354 MWh

Total Load = 788.658 MWh

Total Losses = 19.697 MWh

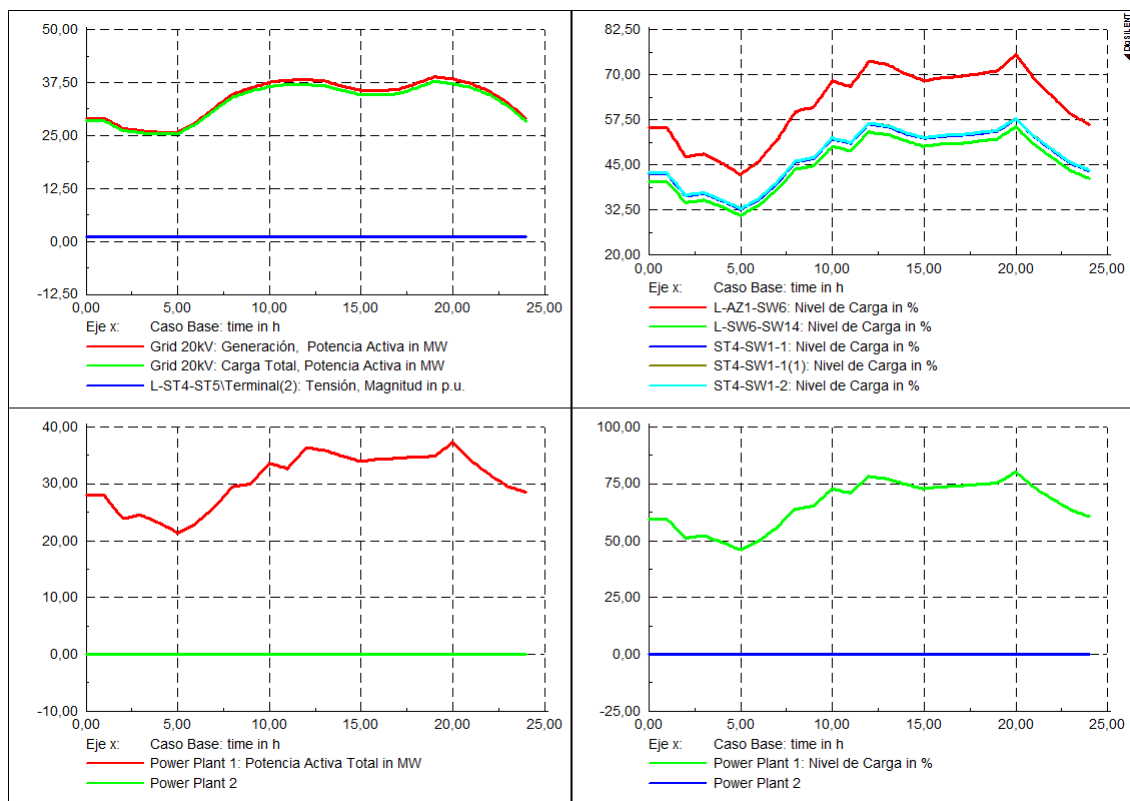


Figura 35: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND

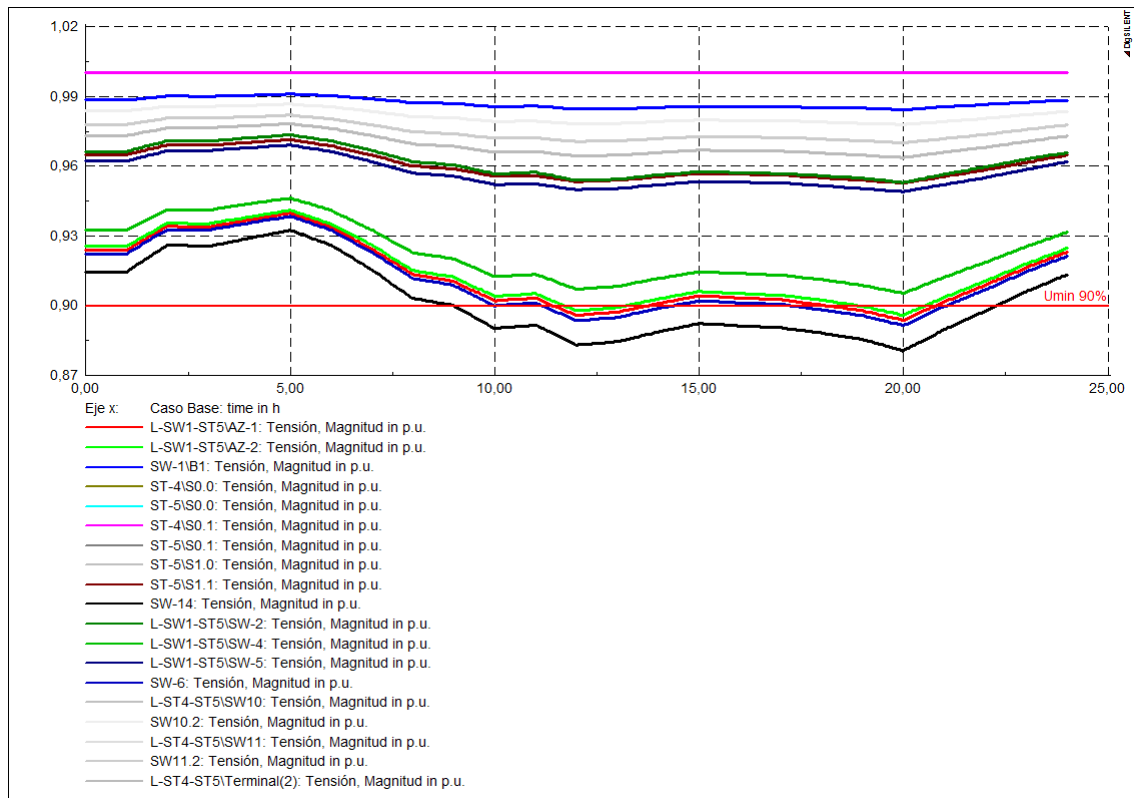


Figura 36: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND

Con la conexión de la potencia seleccionada de generadores eólicos se mejora la operación del sistema en algunas horas del día, pero todavía es necesario instalar más generación que soporte la tensión. Se reducen las pérdidas totales del sistema.

5.2.4.- CONEXIÓN DE MICROTURBINAS EN CADA BUS DE CARGA

Summary:

Total External Infeed = 0.000 MWh

Total Generation = 807.647 MWh

Total Load = 788.657 MWh

Total Losses = 18.992 MWh

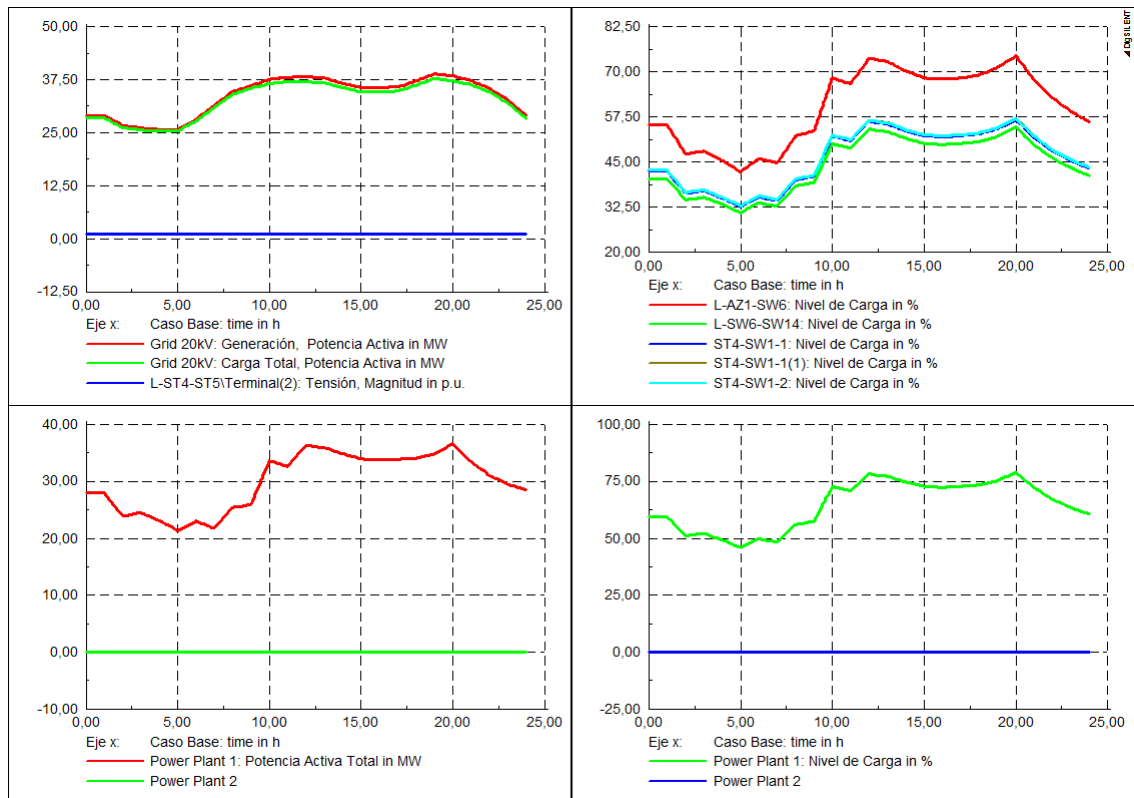


Figura 37: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND + uT

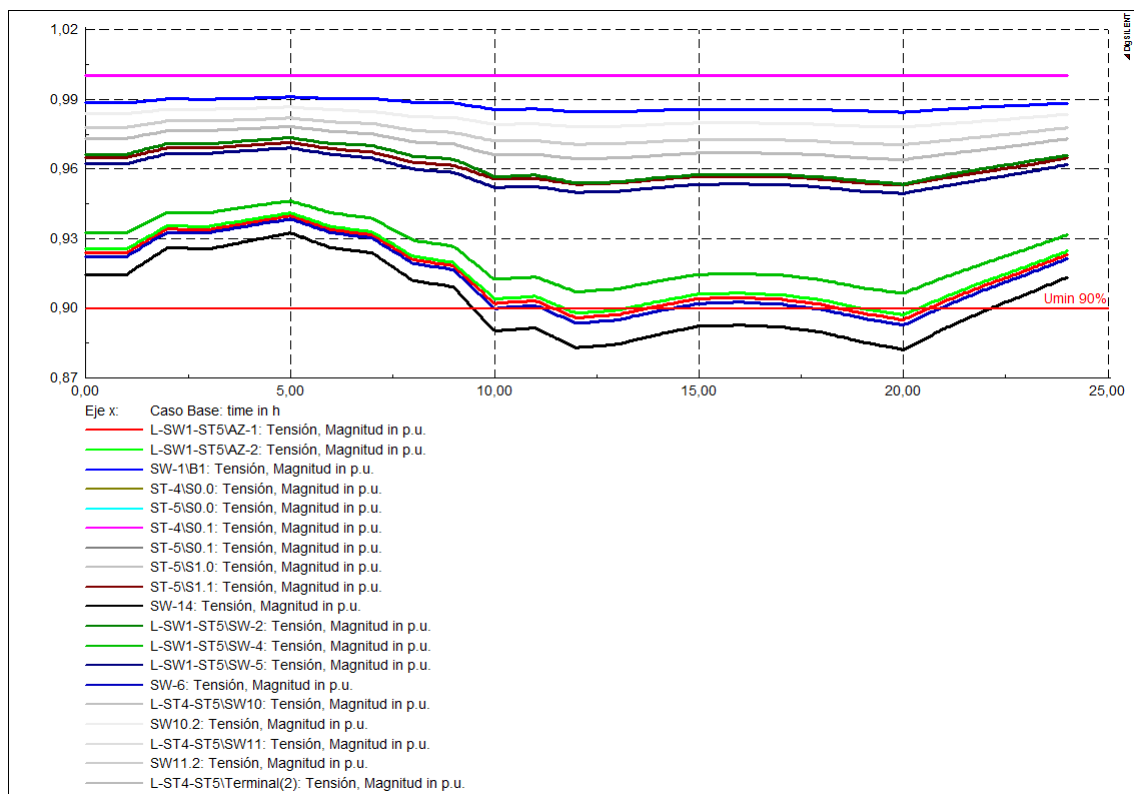


Figura 38: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND + uT

Con la conexión de la potencia seleccionada de generadores fotovoltaicos, eólicos y uT en cada bus de carga se mejora la operación del sistema en algunas horas del día pero todavía es necesario instalar más generación que soporte la tensión. Reducción de pérdidas del sistema.

5.2.5.- CONEXIÓN DE CHP EN CADA BUS DE CARGA

Summary:

Total External Infeed = 0.000 MWh
 Total Generation = 807.381 MWh
 Total Load = 788.658 MWh
 Total Losses = 18.725 MWh

Las pérdidas del sistema también disminuyen con la incorporación de sistemas CHP. El impacto es menor que con uT, ya que el máximo que generan es del 15% de su potencia instalada.

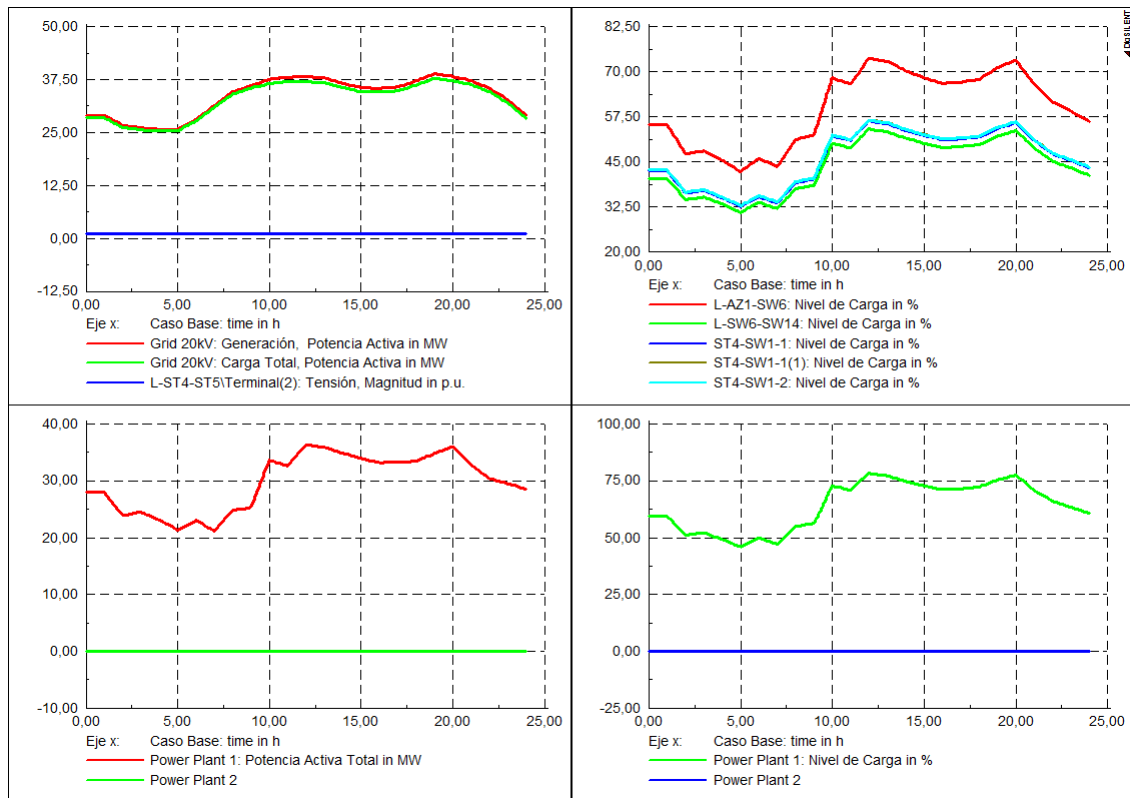


Figura 39: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso base + PV + WIND + uT+ CHP

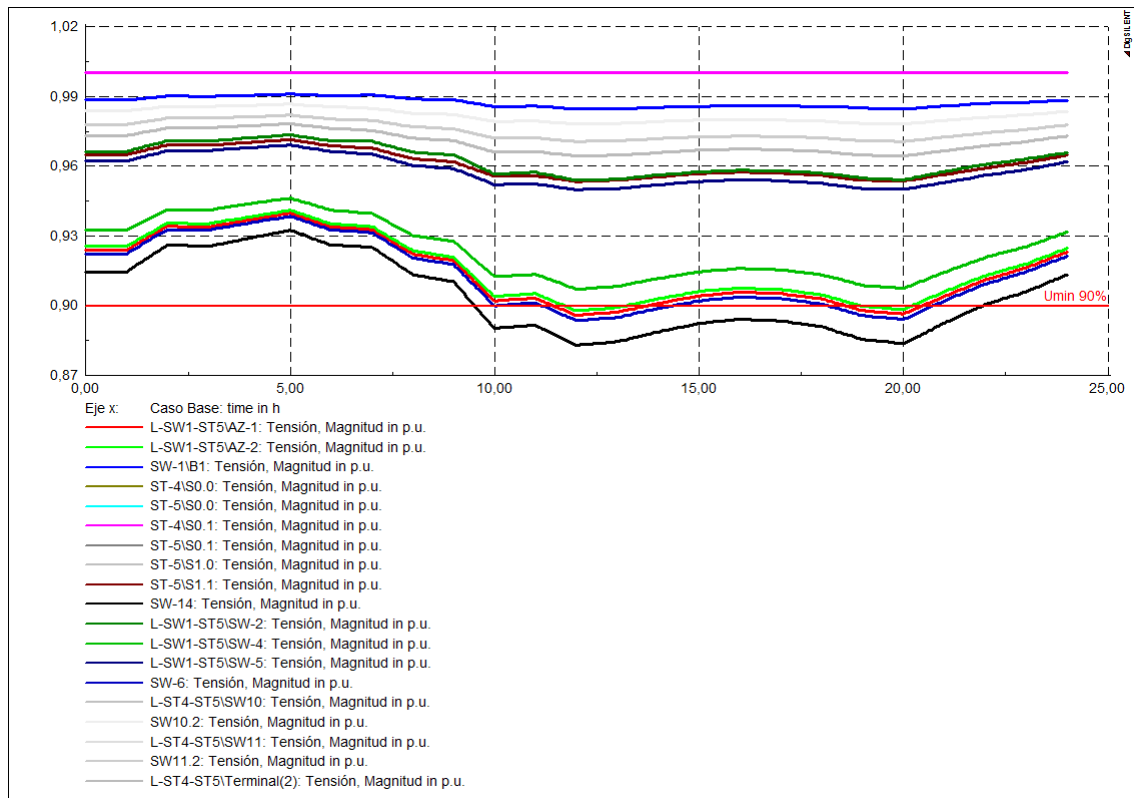


Figura 40: Tensión en barras del sistema. Caso base + PV + WIND + uT + CHP

A partir de este caso se modifica la tensión de operación del generador de referencia a 1.05pu para restablecer la tensión de operación en todos los buses del sistema, ya que la instalación de generación distribuida no ha compensado las tensiones locales al funcionar en modo factor de potencia unidad (no hay implementado control de generación de potencia reactiva ni inductiva).

El aumento de tensiones en el bus de referencia reduce las pérdidas del sistema.

5.2.6- RECARGA ALEATORIA

En la Tabla 5, se recogen los valores de las pérdidas de carga, la carga demanda por el sistema y la energía generada, para la estrategia de recarga aleatoria. Se puede observar como las pérdidas de carga van aumentando con la progresiva integración de VE's, lo cual parece bastante lógico, pues el sistema ha de soportar una mayor carga.

	RECARGA ALEATORIA			
	SIN VE's	CASO I 325 VE'S	CASO II 676 VE'S	CASO III 2008 VE'S
Pérdidas de Carga (MWh)	16,675	17,079	17,530	19,385
Carga demandada (MWh)	788,656	788,656	788,656	788,657
Energía generada (MWh)	805,325	805,729	806,180	808,038

Tabla 5: Resumen de la microrred.

En la Tabla 6, se recogen los resultados de los niveles de tensión. La mayor caída de tensión que se produce en las barras más críticas, comparando el escenario en el que no hay VE's y en el que el existe un vehículo por vivienda, es de un 1,8% para la barra SW-14. A medida que se han ido integrando vehículos en el escenario base, la tensión ha ido cayendo, por lo que si se produjera una penetración aún mayor de VE's siguiendo la estrategia de recarga aleatoria, llegaría un momento en el que el sistema colapsaría en ausencia de inversión para solucionar este problema.

NIVELES DE TENSIÓN (p.u.) RECARGA ALEATORIA				
Líneas	SW-14	SW-6	AZ-1	AZ-2
SIN VE'S	0,941515	0,9513708	0,9534419	0,9553555
CASO I 325 VE'S	0,9388075	0,9489989	0,9511367	0,9531034
CASO II 676 VE'S	0,9358427	0,9463994	0,9486096	0,9506341
CASO III 2008 VE'S	0,9242418	0,9362043	0,9386933	0,9409402

Tabla 6: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.

En la Tabla 7 se muestra como van creciendo los niveles de carga de las líneas más problemáticas. Para estas 4 líneas, el promedio de aumento de carga, comparando los escenarios en el que no hay VE's y en el que existe un vehículo por vivienda, es de 20,7%. Esto supone 1,2 veces más que la carga que tienen que soportar las líneas en el escenario inicial, sin VE's. Aunque la línea L-AZ1-SW6 es la primera en la que aparecerán sobrecargas, es la línea L-SW6-SW-14 la que sufre el mayor porcentaje de aumento de carga de un 20,78% entre el primer escenario y el último.

NIVELES DE CARGA (%) RECARGA ALEATORIA				
Líneas	L-AZ1-SW6	ST4-SW1-1	L-SW6-SW14	ST4-SW1-2
SIN VE's	68,71697	52,6526	50,42303	52,90881
CASO I 325 VE'S	70,97294	54,35817	52,08098	54,61031
CASO II 676 VE'S	73,43357	56,21395	53,89034	56,46208
CASO III 2008 VE'S	82,95609	63,35148	60,90213	63,5876

Tabla 7: Nivel de carga de líneas.

Por último, en la Tabla 8 se ha representado el nivel de carga de la central para los diferentes casos planteados. Se aprecia como al aumentar el número de vehículos eléctricos en la microrred, y por tanto aumentar las cargas, también ha de aumentar la generación de la central. En el caso II y en el caso III, el generador opera por encima del 80%, lo cual como ya se explicó es el umbral considerado límite para entrar en sobrecarga.

NIVEL DE CARGA DE LA POWER PLANT (%)	
SIN VE's	77,02882
CASO I 325 VE'S	79,06344
CASO II 676 VE'S	81,27277
CASO III 2008 VE'S	89,72768

Tabla 8: Nivel de carga de la central.

5.2.7.- RECARGA INTELIGENTE

En la Tabla 9, se muestran, para la estrategia de recarga inteligente, los valores de la pérdida de carga, la carga demanda por el sistema y la energía generada. Al igual que ocurría en la estrategia de recarga aleatoria al aumentar el número de vehículos aumentan las pérdidas, no obstante es visible que este aumento es menos significativo que el obtenido en el caso anterior, esto se debe a que las recargas se llevan a cabo principalmente durante las horas valle, cuando la energía que hay que generar no es excesiva.

	RECARGA INTELIGENTE			
	SIN VE'S	CASO I 325 VE'S	CASO II 676 VE'S	CASO III 2008 VE'S
Pérdidas de Carga (MWh)	16,675	17,012	17,386	18,889
Carga demandada (MWh)	788,656	788,656	788,657	788,658
Energía generada (MWh)	805,325	805,663	806,039	807,546

Tabla 9: Resumen de la microrred.

En la Tabla 10 se recogen los resultados para los diferentes escenarios, de los niveles de tensión. En este caso, la mayor caída de tensión en las barras más críticas, comparando el escenario en el que no hay VE's y en el que existe un vehículo por vivienda, es de un 0,147% para la barra SW-14. En ésta y en general, en todas las barras, se percibe una disminución notable de este porcentaje respecto a la estrategia de recarga aleatoria. Además, cabe destacar que sólo la barra SW-14 presenta un nivel de tensión por debajo de 0,95, por lo que los niveles de tensión en los distintos escenarios no supondrán problemas para la microrred.

NIVELES DE TENSIÓN (p.u.) RECARGA INTELIGENTE				
Líneas	SW-14	SW-6	AZ-1	AZ-2
SIN VE'S	0,941515	0,9513708	0,9534419	0,9553555
CASO I 325 VE'S	0,9412907	0,9511744	0,9532511	0,955169
CASO II 676 VE'S	0,9410483	0,950962	0,9530447	0,9549674
CASO III 2008 VE'S	0,9401296	0,9501574	0,9522627	0,9542035

Tabla 10: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.

En la Tabla 11, se presenta el crecimiento de los niveles de carga de las líneas más problemáticas. Para estas 4 líneas, el promedio de aumento de carga es de 1,68%, notablemente menor que con la estrategia de recarga aleatoria. Supone algo más del 1,01 de la carga que tienen que soportar las líneas en el escenario inicial, sin VE's. Es también la línea L-SW6-SW-14, la que sufre el mayor porcentaje de aumento de carga, de un 1,683%, entre el primer escenario y el último. No obstante es en la línea L-AZ1-SW6 donde se alcanza el mayor nivel de carga.

NIVELES DE CARGA (%) RECARGA INTELIGENTE				
Líneas	L-AZ1-SW6	ST4-SW1-1	L-SW6-SW14	ST4-SW1-2
SIN VE's	68,71697	52,6526	50,42303	52,90881
CASO I 325 VE'S	68,90414	52,79426	50,56056	53,05012
CASO II 676 VE'S	69,10646	52,94734	50,70921	53,20283
CASO III 2008 VE'S	69,87234	53,52658	51,27202	53,78066

Tabla 11: Nivel de carga de líneas.

Por último, en la Tabla 12 se ha representado el nivel de carga de la central para los diferentes casos planteados. Se aprecia como al aumentar el número de vehículos eléctricos en la microrred, y por tanto aumentar las cargas, también ha de aumentar la generación de la central. No obstante, dicho aumento es mucho menor que en la recarga aleatoria, es más en este caso no se excede el nivel de carga del 80%, con lo cual está dentro de los límites considerados normales para la operación del sistema.

NIVEL DE CARGA DE LA POWER PLANT (%)	
SIN VE's	77,02882
CASO I 325 VE'S	77,20125
CASO II 676 VE'S	77,38755
CASO III 2008 VE'S	78,09219

Tabla 12: Nivel de carga de la central

5.2.8.- CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE

En la Tabla 13 se recogen los valores de las pérdidas de carga, la carga demanda por el sistema y la energía generada, para la estrategia de carga y descarga inteligente. Se puede observar como las pérdidas de carga van a disminuir con la progresiva integración de VE's, pues los vehículos han de actuar como baterías, almacenando energía y cediéndola a la microrred cuando esta tenga que abastecer una mayor demanda. Puesto que en dicho momento no aumentará la generación, al ser cedida la energía por los VE's, las pérdidas no aumentarán. Cuanto mayor sea el número de baterías disponibles en la microrred, menor será la energía que ha de generar la microrred y por consiguiente menores serán las pérdidas de carga.

	CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE			
	SIN VE's	CASO I 325 VE'S	CASO II 676 VE'S	CASO III 2008 VE'S
Pérdidas de Carga (MWh)	16,675	13,969	11,501	6,149
Carga demandada (MWh)	788,656	788,657	788,649	788,661
Energía generada (MWh)	805,325	802,622	800,133	794,802

Tabla 13: Resumen de la microrred.

En la Tabla 14 se recogen los resultados para los diferentes escenarios de los niveles de tensión. Como se puede apreciar, al incrementar el número de vehículos en la microrred se aumenta la tensión en la barras del sistema. Como se puede comprobar en las figuras representadas en el anexo, ninguna de las barras de la microrred supera el umbral de 1,05 pu, encontrándose dentro de los límites de operación. La subida de tensión más importante tiene lugar en la barra SW-14 y es aproximadamente de un 2,8%.

NIVELES DE TENSIÓN (p.u.) CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE				
Líneas	SW-14	SW-6	AZ-1	AZ-2
SIN VE's	0,941515	0,9513708	0,9534419	0,9553555
CASO I 325 VE'S	0,9505374	0,9592694	0,9611171	0,962852
CASO II 676 VE'S	0,9603986	0,9678616	0,969457	0,9709911

NIVELES DE Tensión (p.u.) CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE				
Líneas	SW-14	SW-6	AZ-1	AZ-2
CASO III 2008 VE'S	0,9678796	0,9759944	0,9776831	0,9791903

Tabla 14: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.

En la Tabla 15 se presentan los niveles de carga de las líneas más problemáticas. En la figura se muestra una disminución del nivel de carga en las líneas para los casos en los que se han integrado 325 y 676 vehículos eléctricos. Dichos niveles de carga se alcanzan a las 12:00 horas, que es el momento en el que la red tiene que atender una mayor demanda. Cuando se han implantado 2008 vehículos en la microrred la curva de demanda ha variado, en este caso la microrred ha de atender una mayor demanda a las tres de la madrugada, cuando se recargan las baterías de los vehículos, registrándose como máximo nivel de carga a dicha hora 56,37%. Pese al aumento con respecto a la integración de 325 y 676 vehículos, los valores obtenidos están bastante lejanos a los límites máximos admitidos.

NIVELES DE CARGA (%) CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE				
Líneas	L-AZ1-SW6	ST4-SW1-1	L-SW6-SW14	ST4-SW1-2
SIN VE's	68,71697	52,6526	50,42303	52,90881
CASO I 325 VE'S	61,20891	46,94903	44,91159	47,22163
CASO II 676 VE'S	52,86977	40,55735	38,80316	40,85664
CASO III 2008 VE'S	56,37001	43,53045	41,32239	43,73704

Tabla 15: Nivel de carga de líneas.

En la Tabla 16 se ha representado el nivel de carga de la central para los diferentes casos planteados. Como se puede apreciar, cuando se produce la integración de vehículos se reduce el nivel de carga de la central, pues éstos actuarán como baterías proporcionando energía cuando la red lo requiere, de manera que la central trabaja por debajo de su operación sin vehículos. Cuando se han implantado 325 y 676 vehículos el nivel de carga máximo de la central se ha dado a las 12:00, mientras que en el caso de 2008 vehículos implantados la generación máxima de la microrred se da a las tres de la mañana, cuando los vehículos se están cargando, alcanzando en dicho momento un nivel de carga del 64%.

NIVEL DE CARGA DE LA POWER PLANT (%)	
SIN VE's	77,02882
CASO I 325 VE'S	68,85019
CASO II 676 VE'S	59,63414
CASO III 2008 VE'S	64,08067

Tabla 16: Nivel de carga de la central.

5.3.- Comparación de estrategias

A continuación se van a confrontar los parámetros más restrictivos del sistema:

- Pérdidas de carga
- La barra SW-14: niveles de tensión.
- La línea L-AZ1-SW6: niveles de carga
- Nivel de carga de la central

Así se tendrá una visión más clara de las diferencias entre las estrategias propuestas.

En la Figura 41, el diagrama de barras nos muestra la variación de las pérdidas del sistema según la estrategia de recarga utilizada y el número de vehículos implantados. Así, se puede visualizar claramente que siguiendo una estrategia de recarga aleatoria, las pérdidas aumentarán progresivamente con el aumento de vehículos eléctricos en el escenario. Si la estrategia definida es la de recarga inteligente, las pérdidas aumentarán a medida que aumente la penetración de vehículos en la microrred, pese a ello se observa que el aumento es mucho menor que en la estrategia de recarga aleatoria. Por último, si se desarrolla una estrategia en la que los vehículos eléctricos no sólo sean capaces de cargarse, sino que puedan ceder a la red electricidad cuando ésta lo requiera, funcionando como baterías y dando soporte al sistema, conseguiremos reducir las pérdidas al aumentar el número de VE's. Esto se explica en base a que si los vehículos actúan como baterías, proporcionando a la microrred electricidad cuando lo requiera, se genera menos energía en dicho momento, no es necesario que la proporcione la central ya que la ceden los VE's, por tanto al generar menos las pérdidas en líneas serán menores.

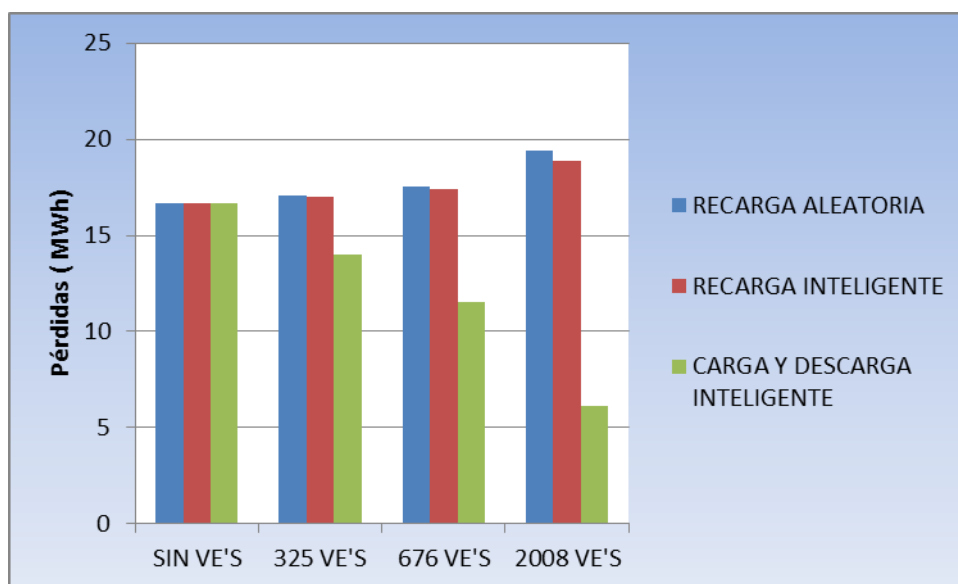


Figura 41: Comparación de estrategias y pérdidas del sistema

En la Figura 42, el diagrama muestra como la tensión en las barras del sistema disminuye al aumentar el número de vehículos eléctricos, cargados en base a la recarga aleatoria. En ningún caso está disminución se encuentra por debajo de 0,9 pu. Si la estrategia implementada es la recarga inteligente, dicha disminución es muy inferior y en ningún caso la tensión se encuentran

por debajo de 0,94 pu, por lo que el sistema puede operar con normalidad. Cuando los vehículos son capaces de cargar y descargar energía, el sistema mejora y las tensiones se incrementan con la progresiva penetración de vehículos, no obstante en ningún caso se supera el 1,05 pu.

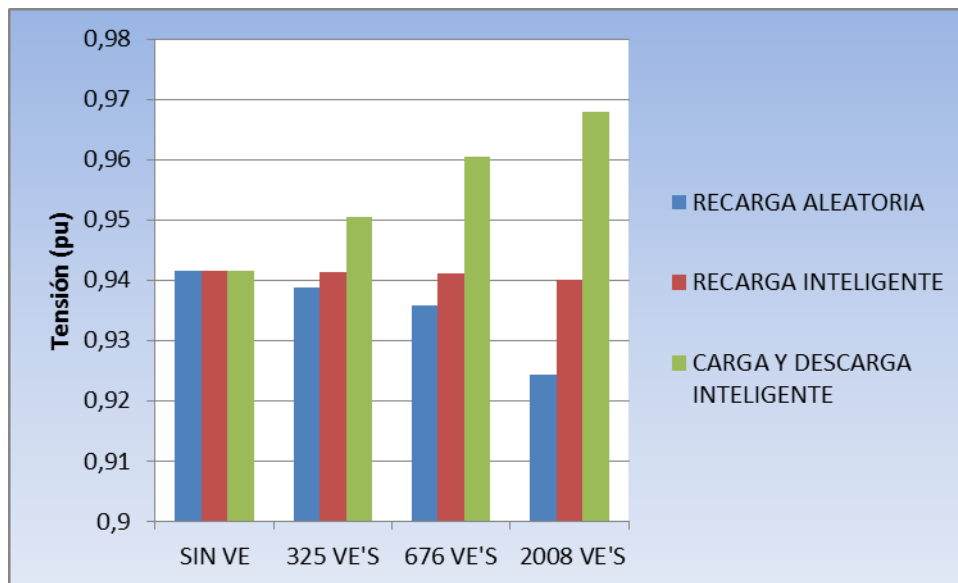


Figura 42: Comparación de estrategias, tensión en la barra más afectada.

En la Figura 43, se representa el nivel máximo de carga de las líneas de la microrred. En los casos de recarga aleatoria y recarga inteligente, al aumentar el número de vehículos, aumento de cargas, las líneas tendrán un mayor nivel de carga, es visible como dicho aumento no es tan significativo en el caso de la recarga inteligente. Si los vehículos implementan una estrategia de carga y descarga inteligente, conseguimos mejorar las condiciones del sistema y el nivel de carga disminuye en las líneas.

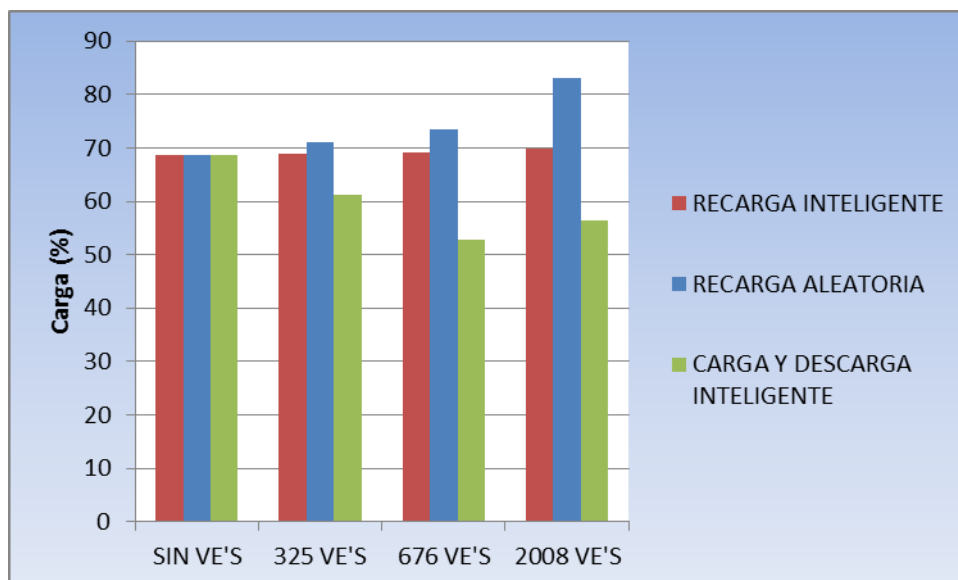


Figura 43: Comparación de estrategias, nivel de carga en la línea más afectada.

En la Figura 44, se representa el nivel máximo de carga de la central de la microrred. En los casos de recarga aleatoria y recarga inteligente, al aumentar el número de vehículos, aumento de cargas, la central tendrán un mayor nivel de carga, es visible como dicho aumento no es tan significativo en el caso de la recarga inteligente. Si los vehículos implementan una estrategia de carga y descarga inteligente, conseguimos mejorar las condiciones del sistema y el nivel de carga disminuye en la central.

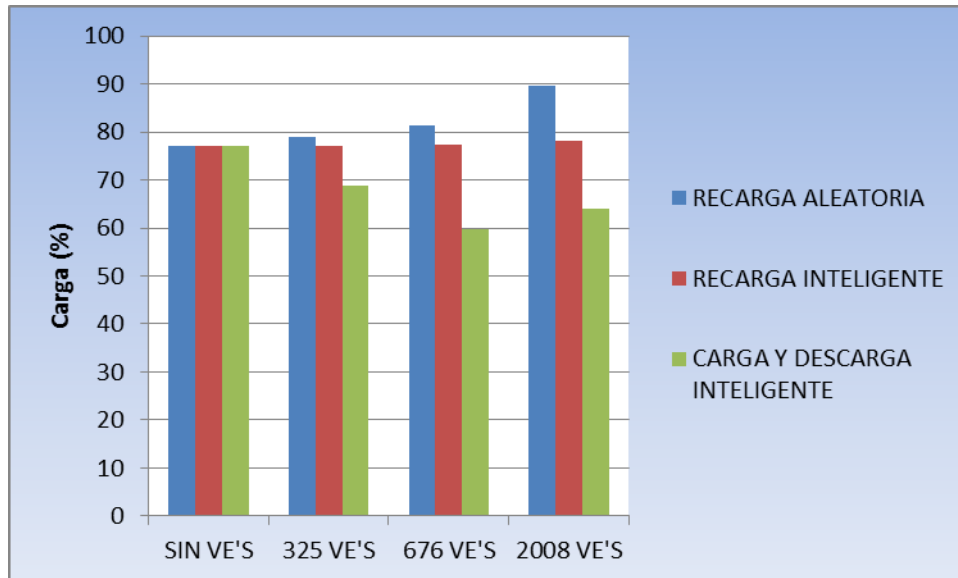


Figura 44: Comparación de estrategias, nivel de carga power plant

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y MEJORAS FUTURAS

6.1.- Conclusiones

En este proyecto se ha estudiado el impacto de la penetración de vehículos eléctricos en la operación de la microrred que se ha diseñado.

De los resultados obtenidos se puede destacar que, tal y como se había previsto, la integración de vehículos puede dar lugar a diferentes situaciones. Si todos los vehículos eléctricos son cargados de acuerdo a la estrategia de recarga aleatoria, la microrred puede verse perjudicada, ya que tanto las líneas como el generador tendrán que operar por encima de sus límites óptimos. Además las pérdidas de carga también serán mayores, y la tensión en la barras cae por debajo de los límites considerados como normales para el suministro de energía de buena calidad y asegurar la estabilidad del sistema.

La implementación de la recarga inteligente muestra datos más positivos. Puesto que pese a que los vehículos se encuentren enchufados para su recarga, será la red la que determine en que momento se efectúan las recargas, no se producirá una saturación del sistema. Los niveles de carga tanto de las líneas como del generador no sobrepasarán los límites establecidos, y la tensión en las barras estará dentro del margen de operación de la microrred.

Por último, tenemos la estrategia de carga y descarga inteligente, donde la recarga de las baterías de los VE's se distribuye a lo largo de las horas valle de demanda y los vehículos dan soporte a la microrred cediendo energía durante los picos de carga. Como se ha podido reseñar en los resultados, será notablemente la más efectiva de las tres estrategias propuestas.

Esta estrategia de control es la que mejores resultados ofrece, en cuanto a niveles de carga en líneas y de la central, niveles de tensión en barras y pérdidas de carga del sistema. Con este enfoque también se haría posible la integración de un número bastante mayor de VE's que con los anteriores. Como se puede ver en los diagramas, con la recarga inteligente se conseguirá un aplanamiento de la curva de demanda de la microrred eléctrica, rellenando los huecos de baja demanda de las horas valle. Este aplanamiento de la curva de demanda es muy beneficioso para el sistema, ya que mejorará la estabilidad y facilitará su gestión.

Gracias a este método de carga y descarga inteligente, también se permitirá un uso más eficiente de los recursos disponibles, como la mayor utilización de las energías renovables. Y además, teniendo en cuenta la utilización de la tecnología V2G (vehicle to grid) con adecuada gestión de la recarga se podría actuar en los mercados eléctricos, cuando la microrred se encuentre conectada a la red de distribución, vendiendo parte de la energía que almacenan las baterías de los VE's. Esto reportará un beneficio económico a los propietarios de los VE's, resultando un incentivo para la implantación de la estrategia de carga y descarga inteligente.

La estrategia de carga y descarga inteligente es la más ventajosa para el sistema, pero es probable que sea también la más difícil de implementar. Será más complicado conseguir el compromiso de los propietarios de VE's a ajustarse a este tipo de enfoque, ya que supondrá en algunos casos restricciones a la hora de utilizar sus vehículos. Posiblemente, la política de recarga aleatoria es la más atractiva para los usuarios en este aspecto.

Para finalizar, comentar que, ante lo visto, parece que es totalmente factible la integración de VE's, con una estrategia de control adecuada. Serán necesarios algunos cambios estructurales y cambios en la mentalidad de la sociedad. Gracias a la tecnología del VE, podría ser posible una reducción de los gases nocivos para el medio ambiente y eliminar la dependencia que el sector del transporte tiene del petróleo, recurso cada vez más caro y no renovable, que son algunas de las motivaciones de este proyecto.

6.2.- Futuras mejoras

Uno de los problemas encontrados a lo largo de este proyecto ha sido la incapacidad de controlar la tensión en los buses del sistema, debido a que se ha elegido un modelo de funcionamiento de la generación distribuida y de los vehículos eléctricos a factor de potencia unidad (modelos PQ). Una de las mejoras futuras sería instalar un control de tensión y contribuir a mejorar todavía más la operación del sistema. Si tenemos en cuenta la posibilidad de controlar los vehículos eléctricos en el caso de carga y descarga inteligente, podríamos pensar en dos tipos de control de tensión:

- Control de tensión local, en el que los vehículos siguen la consigna de tensión del bus donde están instalados
- Control de tensión centralizado, en el que todos los vehículos se coordinan para elevar la tensión de un determinado bus.

Se han implementado en DIgSILENT PowerFactory el caso de control centralizado para comparar respecto al caso de carga y descarga inteligente sin control de tensión. Se ha trabajado sobre el caso en que más del 30% de familias poseen un vehículo eléctrico.

Para ello se ha modificado el modelo de vehículo eléctrico, aumentando su capacidad de generar y consumir potencia reactiva. La potencia aparente nominal se aumenta hasta 33.33 kVA por vehículo y una capacidad de potencia reactiva de $\pm 15\text{kVAr}$, correspondiente a un factor de potencia de 0.9 a plena carga.

Static Generator - Grid 20kV\EC 10.ElmGenstat

ANSI Short-Circuit	IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Optimization
State Estimator	Reliability	Generation Adequacy	Tie Open Point Opt.	Description	
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Complete Short-Circuit		

Name: EC 10
 Terminal: Grid 20kV\SW10.2\Cub_6 SW10.2
 Zone: ...
 Area: ...
☐ Out of Service
 Category: Storage
 Number of parallel Machines: 52
 Ratings:
 Nominal Apparent Power: 0.03333 MVA
 Power Factor: 0.9
☐ Earthed
 Model: ...

OK
 Cancel
 Figure >>

Figura 45: Aumento de capacidad de los vehículos eléctricos y de factor de potencia nominal. Caso de 25 vehículos conectados en paralelo al mismo bus.

La curva de capacidad se presenta en la figura siguiente:

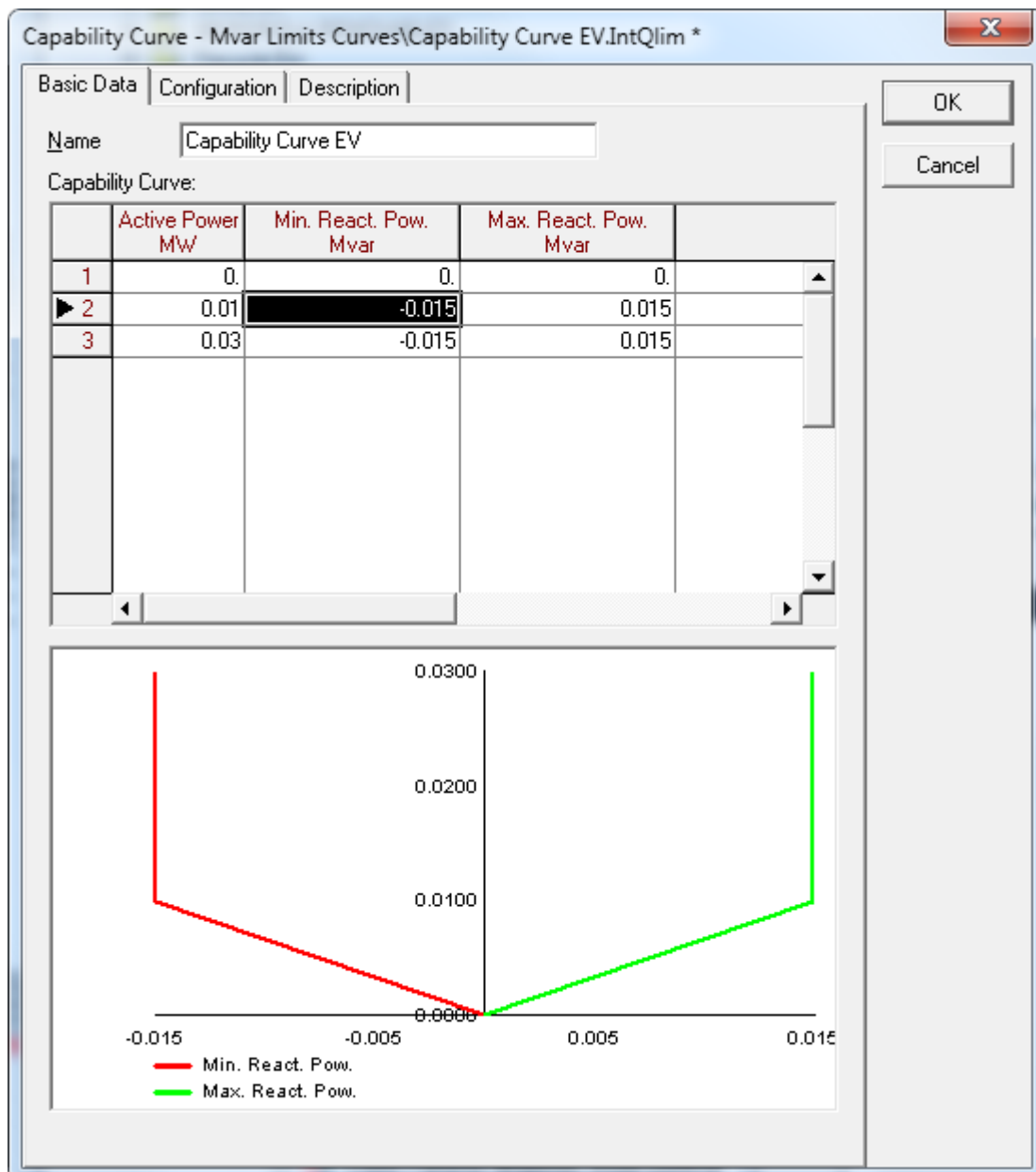


Figura 46: Curva de capacidad de los vehículos eléctricos con capacidad de consumir y generar potencia reactiva.

El comando flujo de cargas se ha modificado para tener en cuenta los límites de reactiva de cada generador:

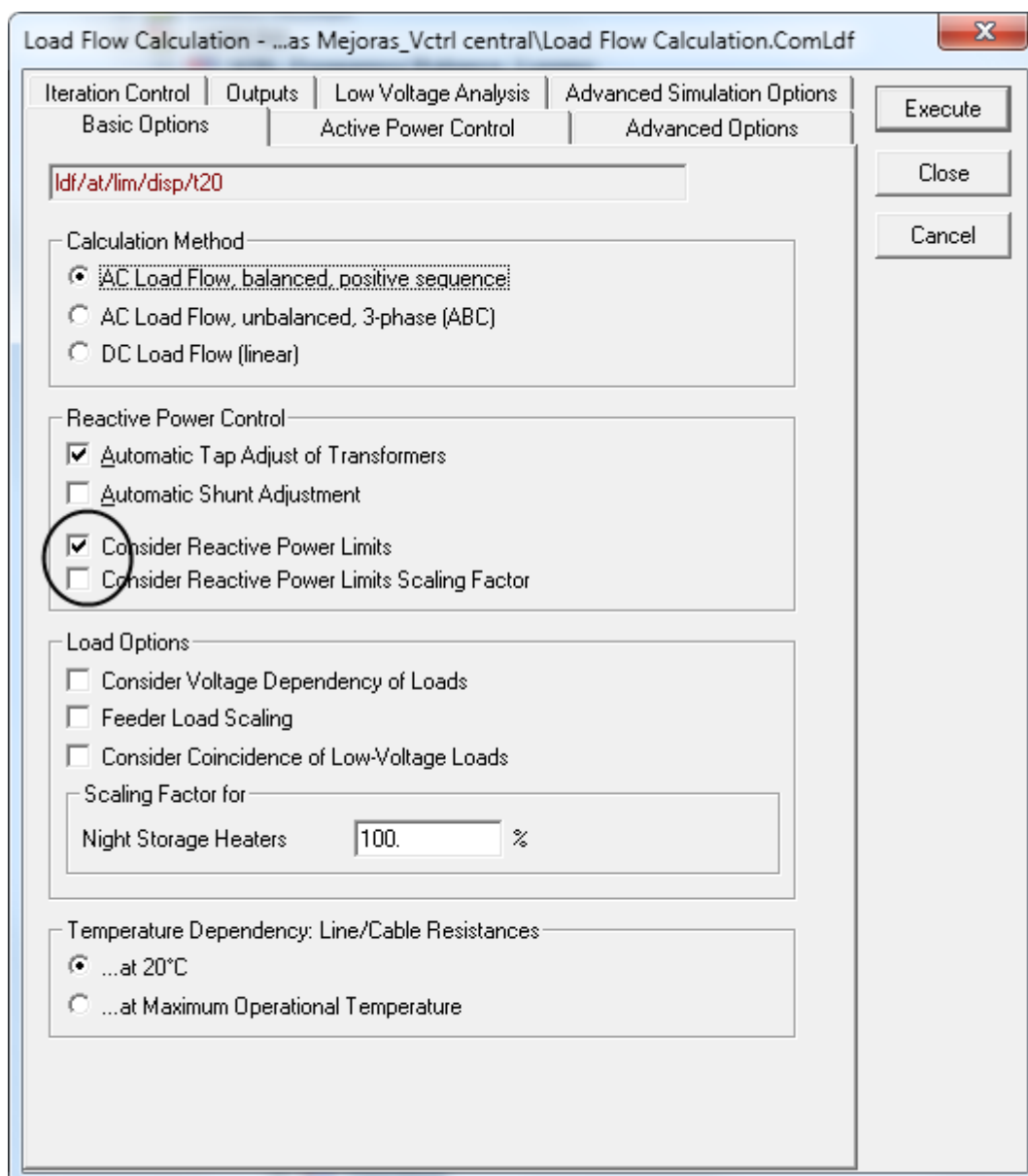


Figura 47: Modificación del comando flujo de cargas para tener en cuenta los límites de potencia reactiva en los modelos de la red

A continuación se ha definido un control de subestación (Station Controller) agrupando todos los vehículos para controlar la tensión en el bus de peor tensión.

Station Control - Grid 20kV\EV Voltage Control.ElmStactrl

IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit

Control Mode: **Voltage Control** Phase: Pos.Seq.

Controlled Node:
☒ User Selection Setpoint: Station Controller
☐ Automatic Selection

Controlled Node: Grid 20kV\SW14.2
 Voltage Setpoint: 1. p.u.

☐ Enable Droop

Reactive Power Distribution:
☒ According to Dispatched Active Power
☐ According to Nom. Power
☐ Individual Reactive Power
☐ Maximise Reactive Reserve

	Machines ElmSym,ElmGenstat,ElmSvs,E...	Reactive Power Percentage %
1	EC 1	7.692308
2	EC 10	7.692308
3	EC 11	7.692308
4	EC 12	7.692308
5	EC 13	7.692308

OK
Cancel
Info

Figura 48: Controlador de tensión centralizado

Los 52 vehículos eléctricos conectados a cada bus contribuyen en un 7.69% al control de tensión de dicho bus.

El resumen de resultados se muestra a continuación para el caso sin control de tensión:

Total External Infeed = 0.000 MWh
 Total Generation = 800.133 MWh
 Total Load = 788.649 MWh
 Total Losses = 11.501 MWh

El resumen de resultados se muestra a continuación para el caso con control de tensión:

Total External Infeed = 0.000 MWh
 Total Generation = 798.456 MWh
 Total Load = 788.657 MWh
 Total Losses = 9.788 MWh

Se reducen las pérdidas totales del sistema con esta estrategia de control de tensión. En la Figura 49 se observa que las tensiones en los buses están dentro de los límites de operación normal.

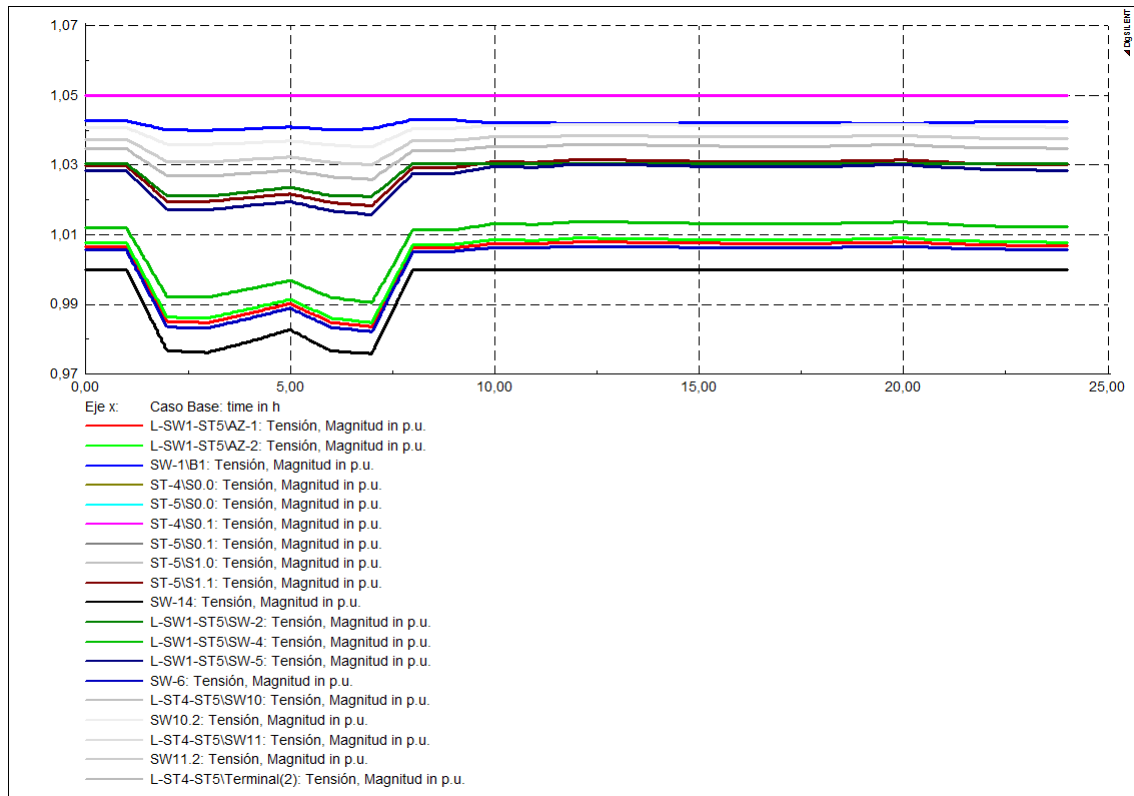


Figura 49: Perfil de tensiones. Caso futuras mejoras.

La Figura 50 muestra la variación de tensión en el bus controlado a lo largo del día. No hay opción de control de reactiva implementado durante las horas de carga de los vehículos, lo cual se observa con una disminución de tensión en el bus. A pesar de la reducción de tensión durante las horas de carga, la tensión permanece dentro de márgenes aceptables.

El estudio de estrategias combinadas de control de tensión para un escenario de carga y descarga inteligente abre nuevas vías con posibles mejoras para el futuro.

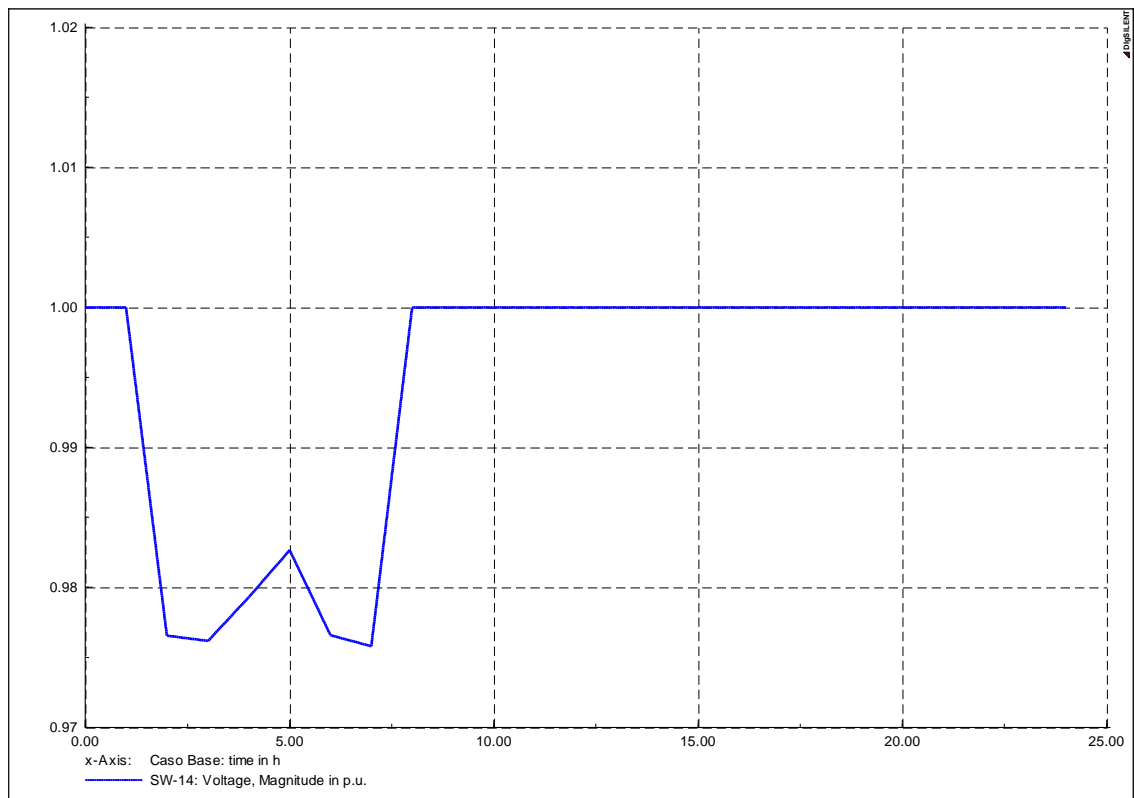


Figura 50: Tensión en el bus controlado

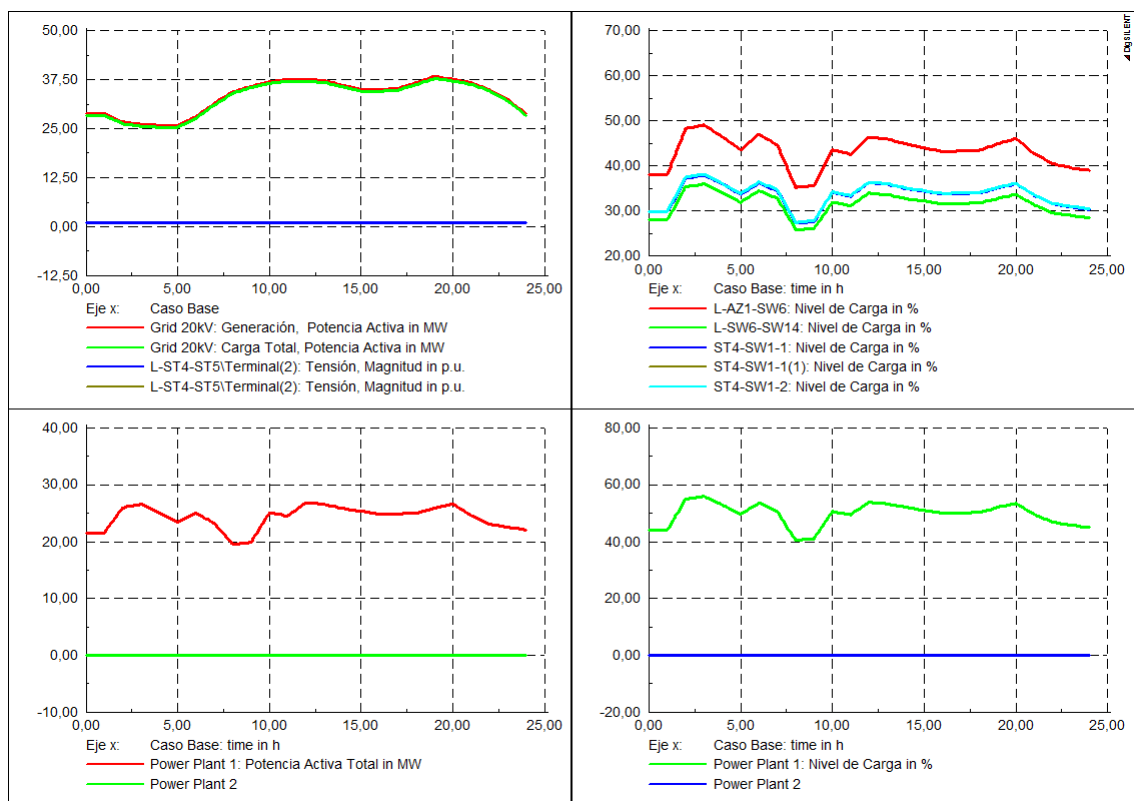


Figura 51: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema. Caso futuras mejoras

Capítulo 7

PRESUPUESTO



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
Escuela Politécnica Superior

PRESUPUESTO DE PROYECTO

1.-Autor: LORENA GUTIÉRREZ MORALES

2.-Departamento: INGENIERÍA ELÉCTRICA

1.-Descripción del Proyecto: IMPACTO DE LOS
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA OPERACIÓN DE
MICRORREDES AISLADAS

- Duración (meses): 12 MESES
- Tasa de costes Indirectos: 15%

4.-Presupuesto total del Proyecto (valor en euros):

123.984 €

5.-Desglose presupuestario (costes directos):

PERSONAL

Concepto	Dedicación horas/hombre [horas]	Coste [horas]	Coste [Total]
Investigación bibliográfica (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales)	720	50	36.000 €
Desarrollo de los modelos de simulación y programas DPL (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales)	720	50	36.000 €
Horas supervisión proyecto	144	80	11.520 €
		Total 83.520€	

EQUIPOS/SOFTWARES

Descripción	Dedicación (meses)	Coste [horas]	Coste [Total]
Programa de simulación DigSILENT PowerFactory en versión PF4E. Licencia de la Universidad Carlos III Madrid (PowerFactory For Education)	12	-	250 €
Equipo informático - PC Portátil	12	-	1.000 €
		Total 1.250 €	

SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

Descripción	Coste imputable
	0,00 €

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO

Descripción	Costes imputable
Desplazamientos	400 €
Dietas	300 €
Otros	500 €
	1.200 €

6.-Resumen de costes:

Presupuesto Costes	
Personal	83.520 €
Amortización	1.250 €
Subcontratación de tareas	- €
Costes de funcionamiento	1.200 €
Costes Indirectos	12.895 €
Total Presupuesto	98.865 €

Presupuesto Costes Totales	
Total Presupuesto	98.865 €
Beneficio Industrial (6%) y Gastos	6.207 €
Subtotal	105.072 €
18% I.V.A	18.912 €
Total Presupuesto Proyecto	123.984€

Capítulo 8

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] <http://www.ree.es/publicaciones/pdf/genera2011.pdf>
- [2] <http://www.aeeolica.org/uploads/documents/Anuario%2011%20completo.pdf>
- [3] http://www.ree.es/operacion/pdf/guia_consumo_v2.pdf
- [4] Vehicle-to-Grid for islanded power system operation in Bornholm
Jayakrishnan R. Pillai, Student Member, IEEE, and Birgitte Bak-Jensen, Member, IEEE
- [5] http://www.enedis.com.ar/documents/es/gendis_esp_30_gas_alta_presion_C.pdf
- [6] <http://www.microchp.dk/Micro%20CHP%20I%20Mech%20E.pdf>
- [7] Cumbre Universitaria del Vehículo Eléctrico (del motor de combustión interna al motor eléctrico), Escuela Politécnica Superior de Leganés, Univ. Carlos III de Madrid, Organizado por ISVA, Mayo 2010.
- [8] Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid. J. A. Peças Lopes, Senior Member, IEEE, F. J. Soares and P. M. Rocha Almeida
- [9] <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- [10] DISEÑO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA HÍBRIDO BASADO EN BATERÍAS Y SUPERCONDENSADORES PARA SU INTEGRACIÓN EN MICROREDES ELÉCTRICAS. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla.
- [11] <http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/principalesproyectos/LaGraciosa>
- [12] <http://circularlife.circontrol.com/noticias/sistema-de-carga-ultra-rapida-de-vehiculos-electricos>
- [13] DESARROLLO Y VALIDACION DE UN MODELO DE OPTIMIZACION ENERGETICA PARA UNA MICRORRED.cf-lanas-fm.pdf. Universidad de Chile.
- [14] The Construction and Simulation of V2G System in Micro-grid
Cui Shumei, Liu Xiaofei, Tian Dewen, Zhang Qianfan, Song Liwei
Department of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin, 150080, China.
- [15] Modeling and Control of a Benchmark Micro Grid with Vehicle-to-Grid Smart Connection. SUGA Tomohiko, SHEN Tielong1, SUN Yuanzhang2, XU Jian2
1. Engineering and Applied Sciences, Sophia University, 7-1,Kioicho,Chiyoda-ku, Tokyo, Japan.

Capítulo 9

ANEXOS

ANEXO I

ESTUDIO SIN VE'S

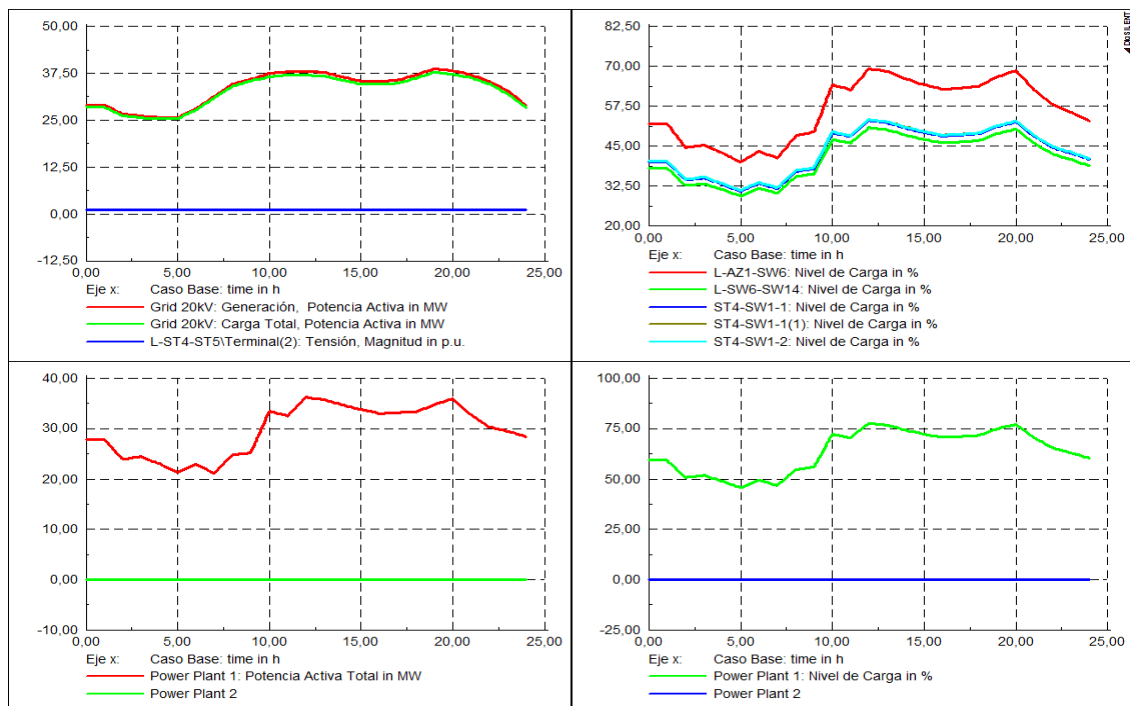


Figura Al.1: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

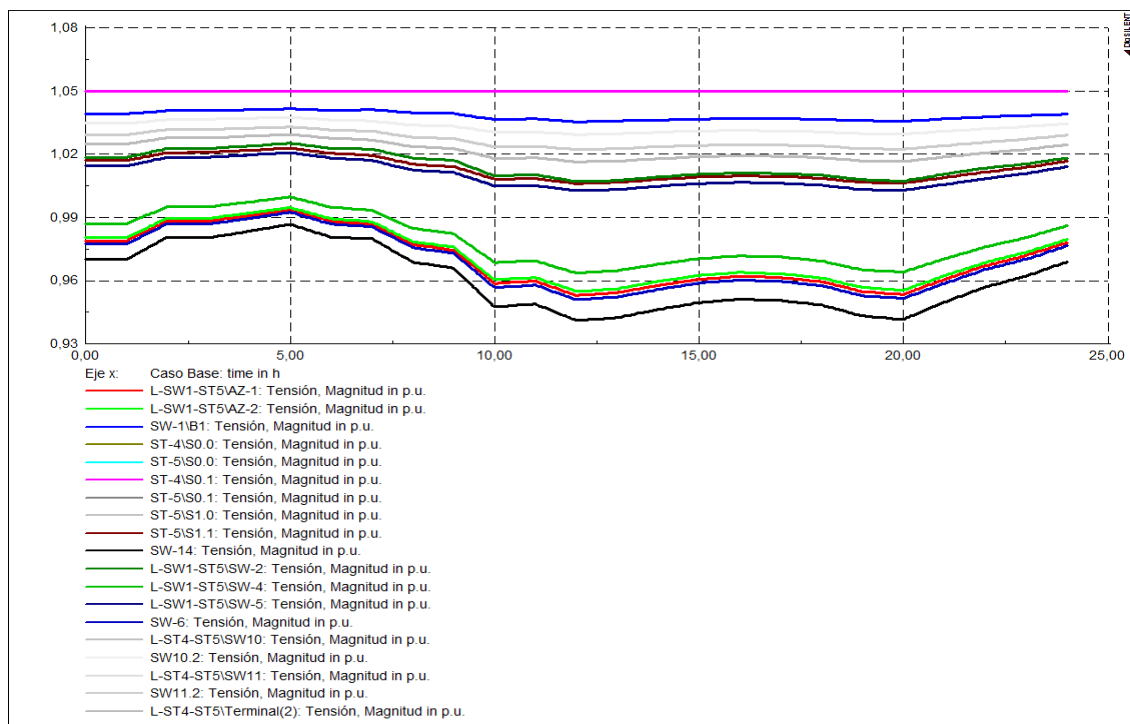


Figura Al.2: Tensión en barras del sistema.

RECARGA ALEATORIA

CASO I: N° VE'S=325

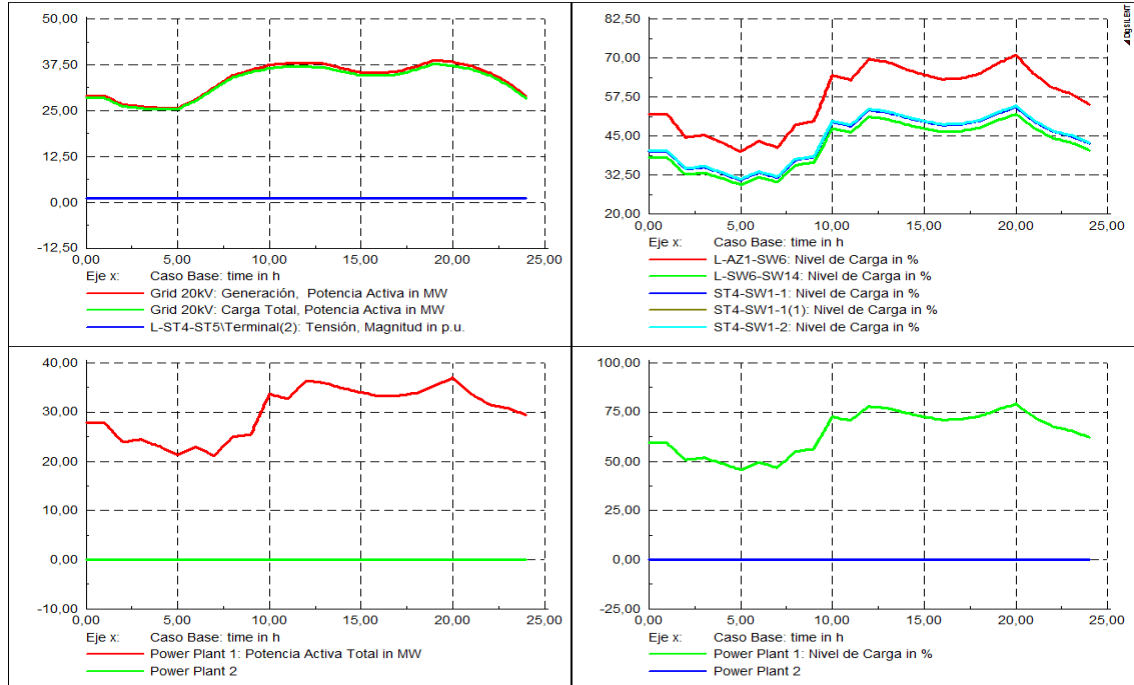


Figura A1.3: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

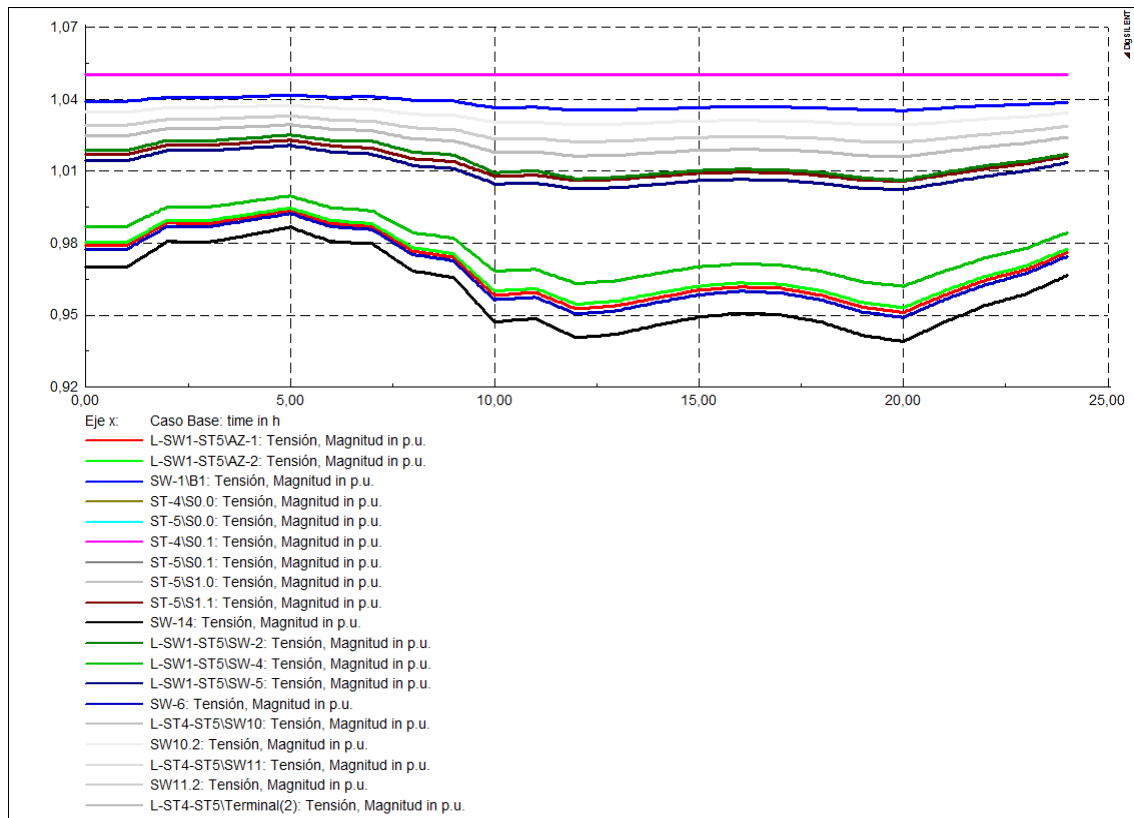


Figura Al.4: Tensión en barras del sistema.
CASO II: N° VE'S=676

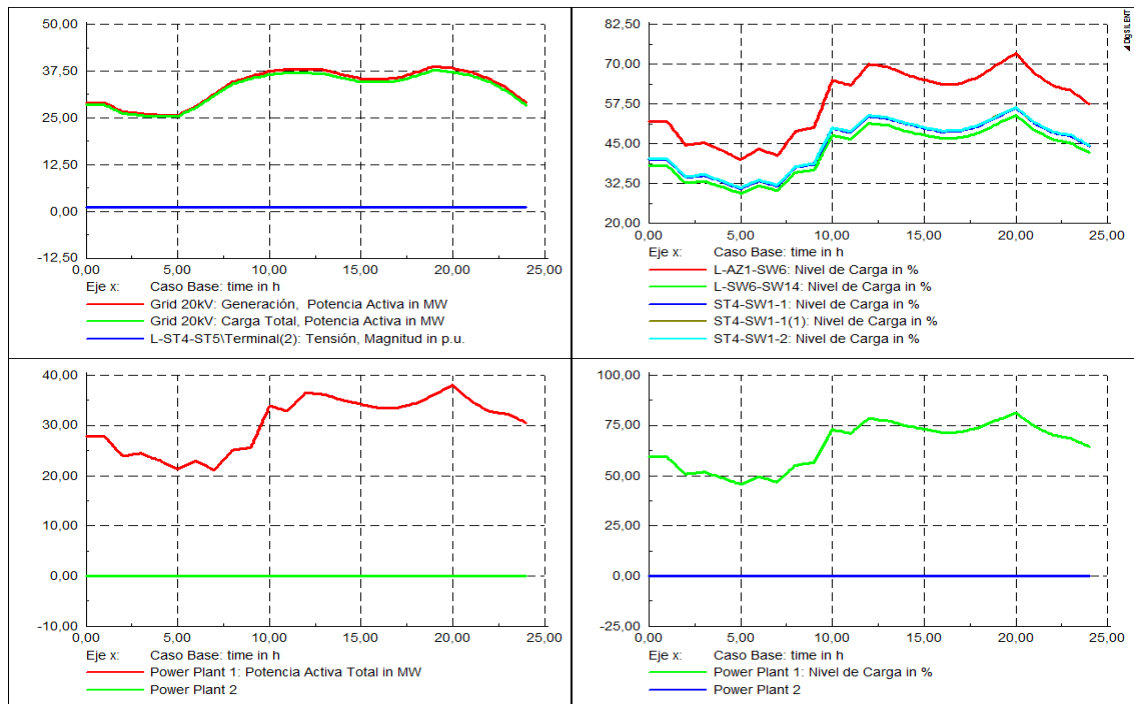


Figura Al.5: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

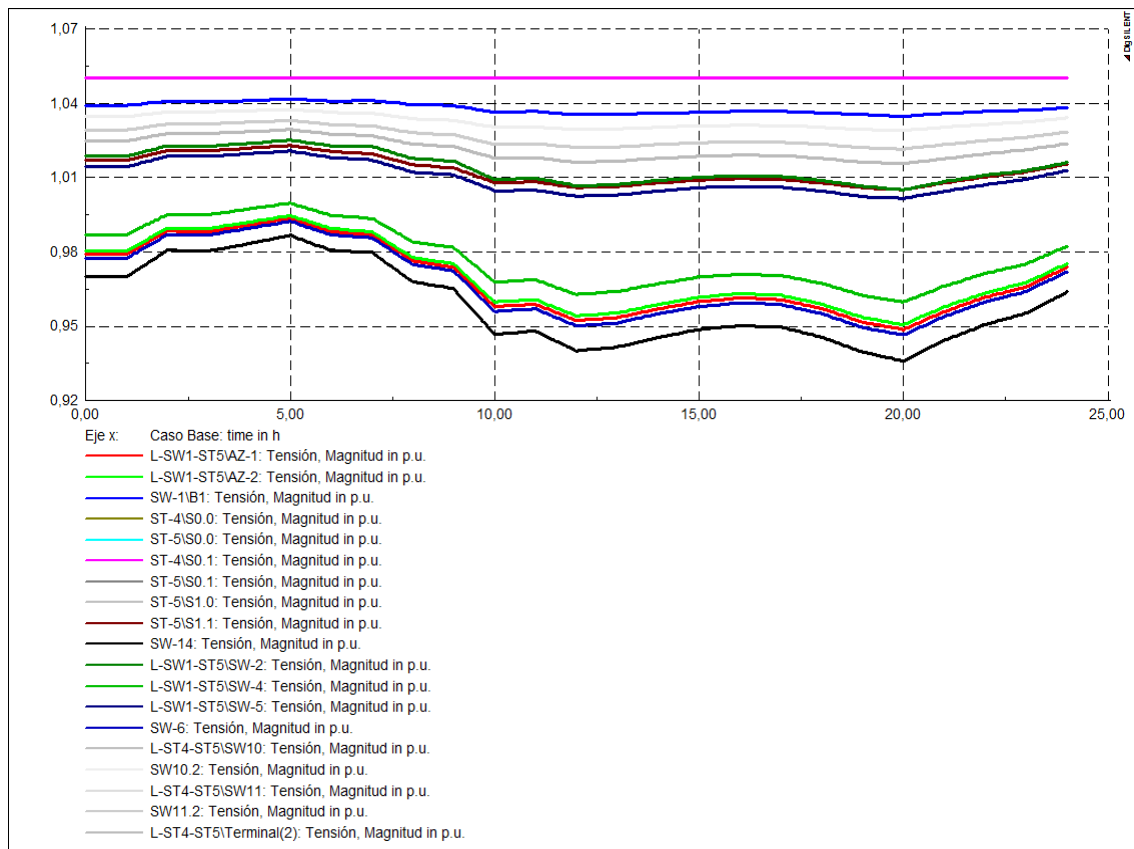


Figura Al.6: Tensión en barras del sistema.

CASO III: N° VE'S=2008

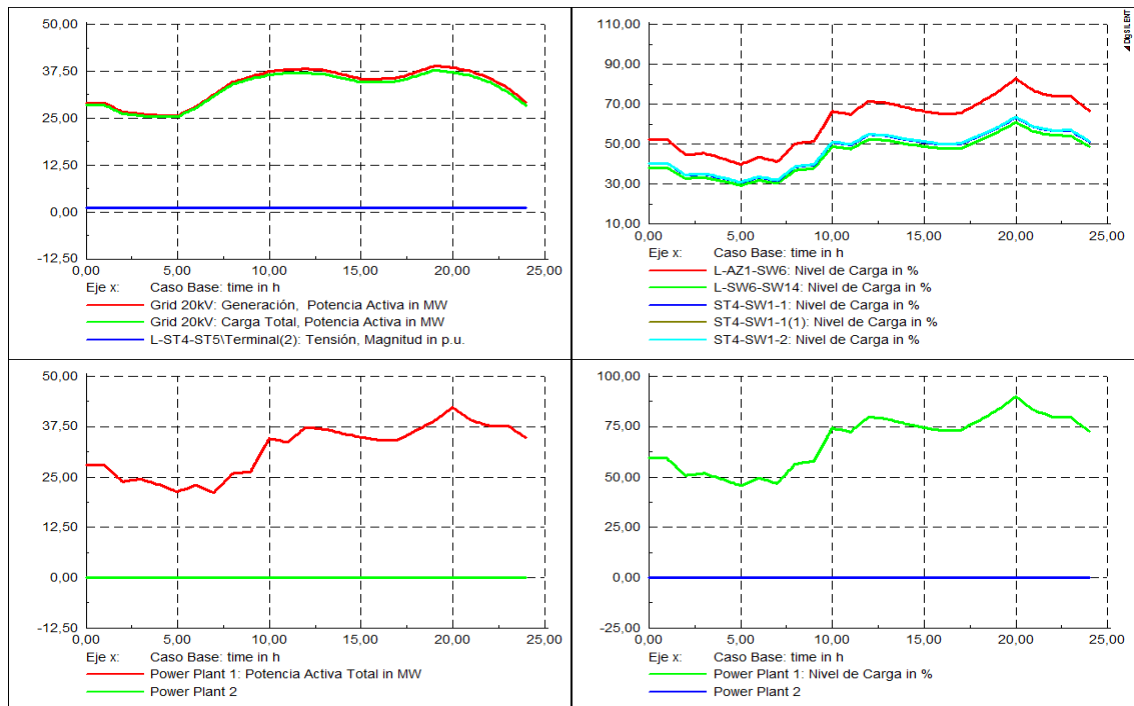


Figura Al.7: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

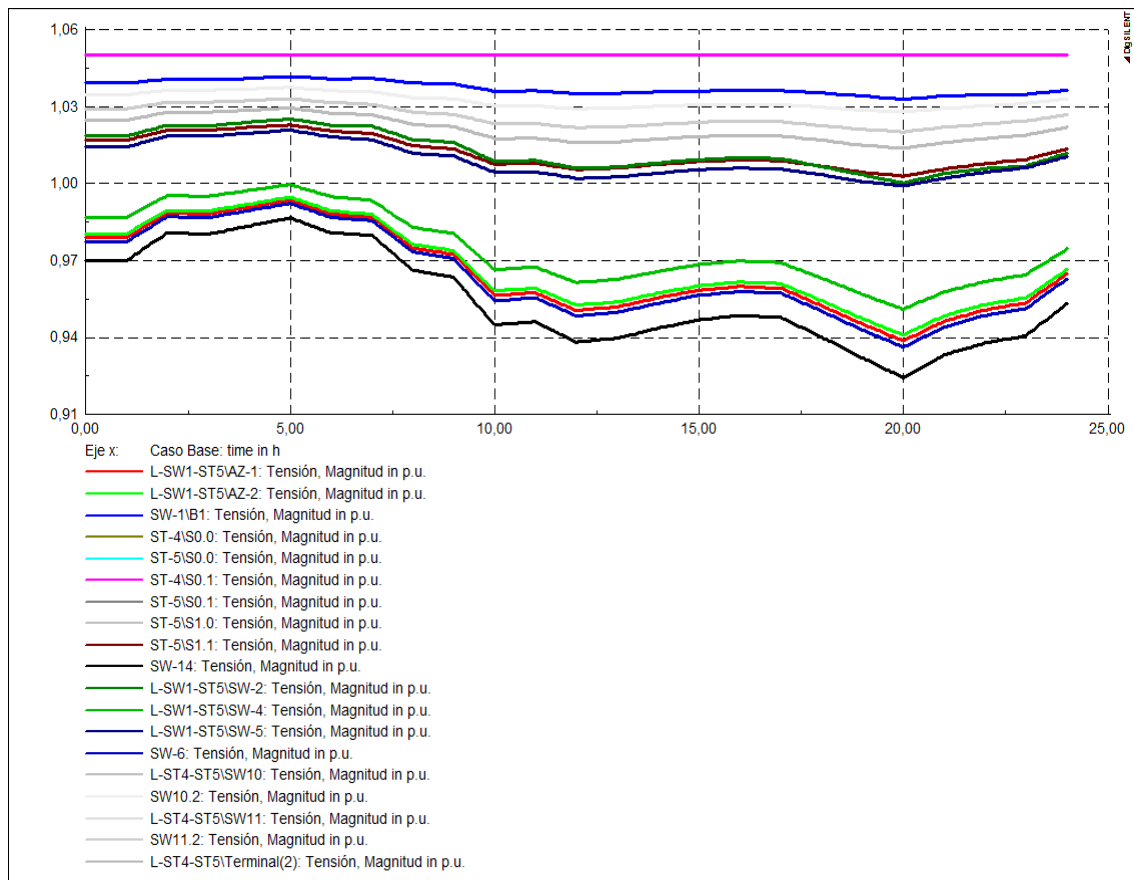


Figura Al.8: Tensión en barras del sistema.

RECARGA INTELIGENTE

CASO I: N° VE'S=325

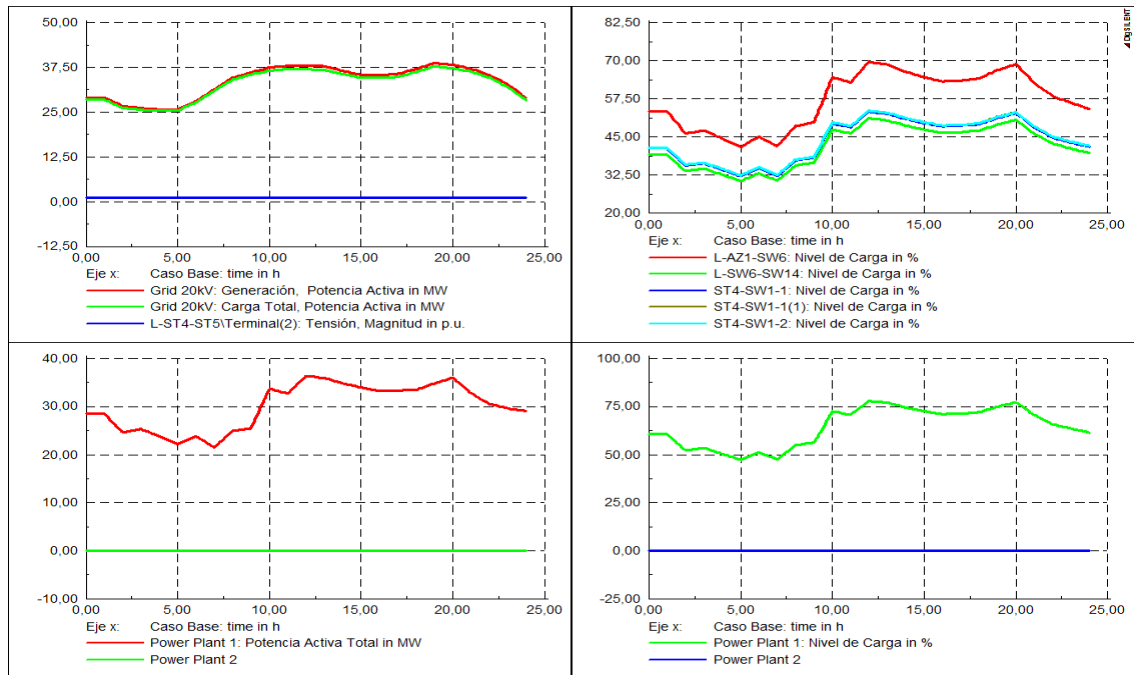


Figura AI.9: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

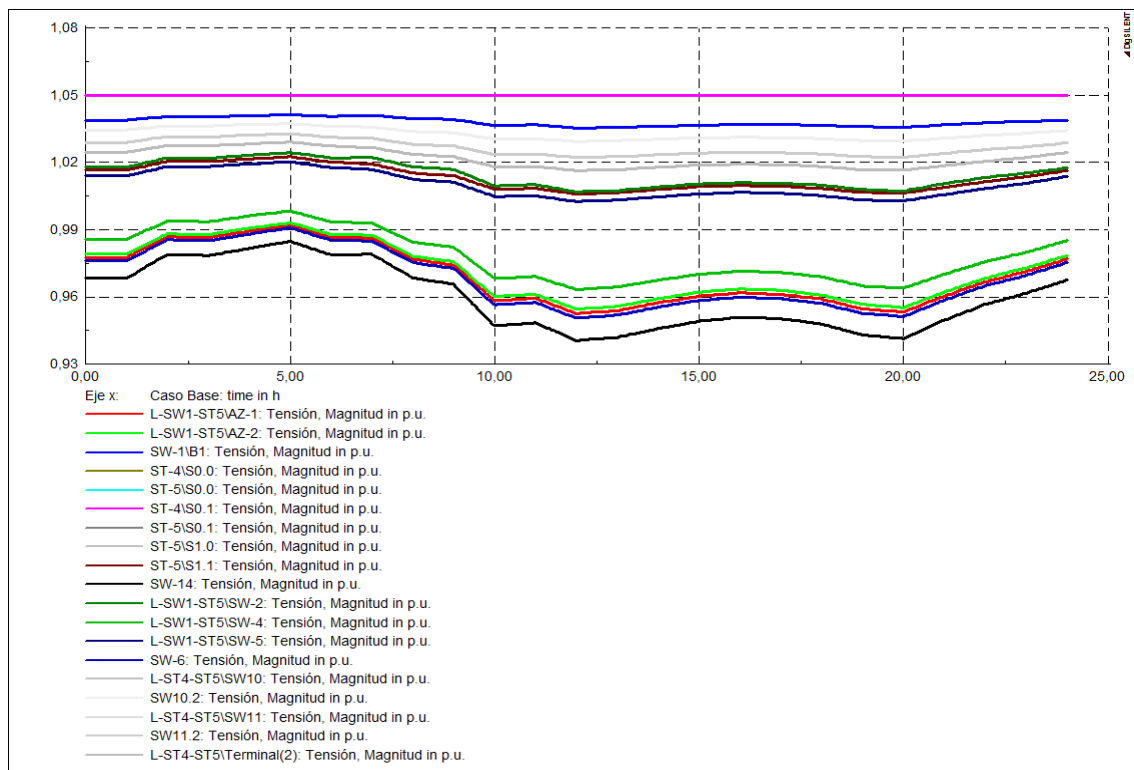


Figura AI.10: Tensión en barras del sistema.

CASO II: N° VE'S=676

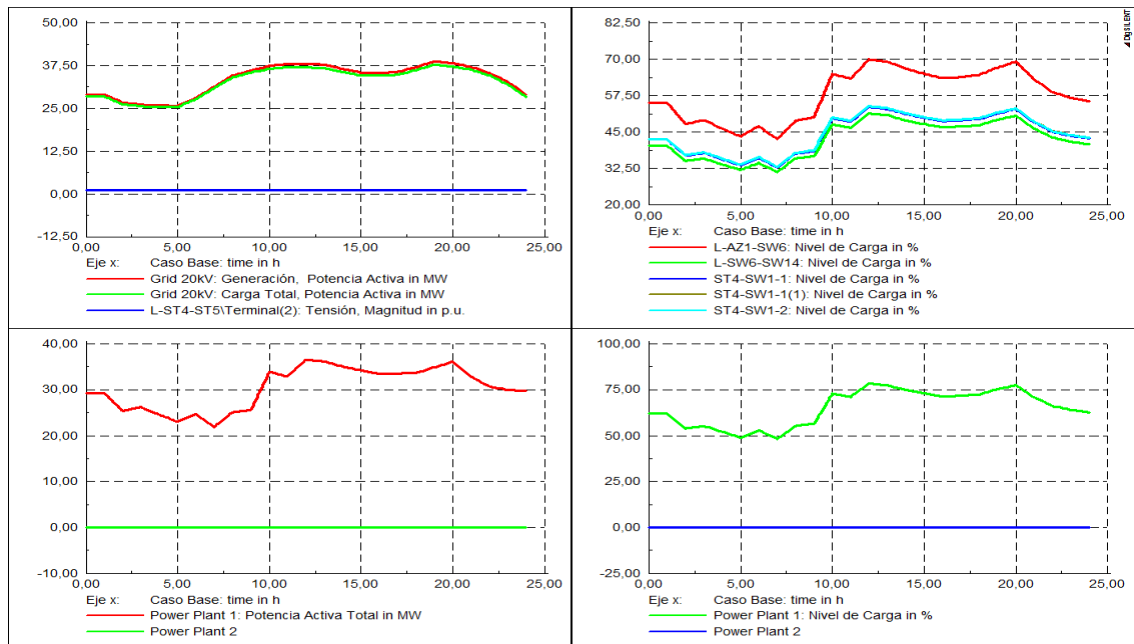


Figura Al.11: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

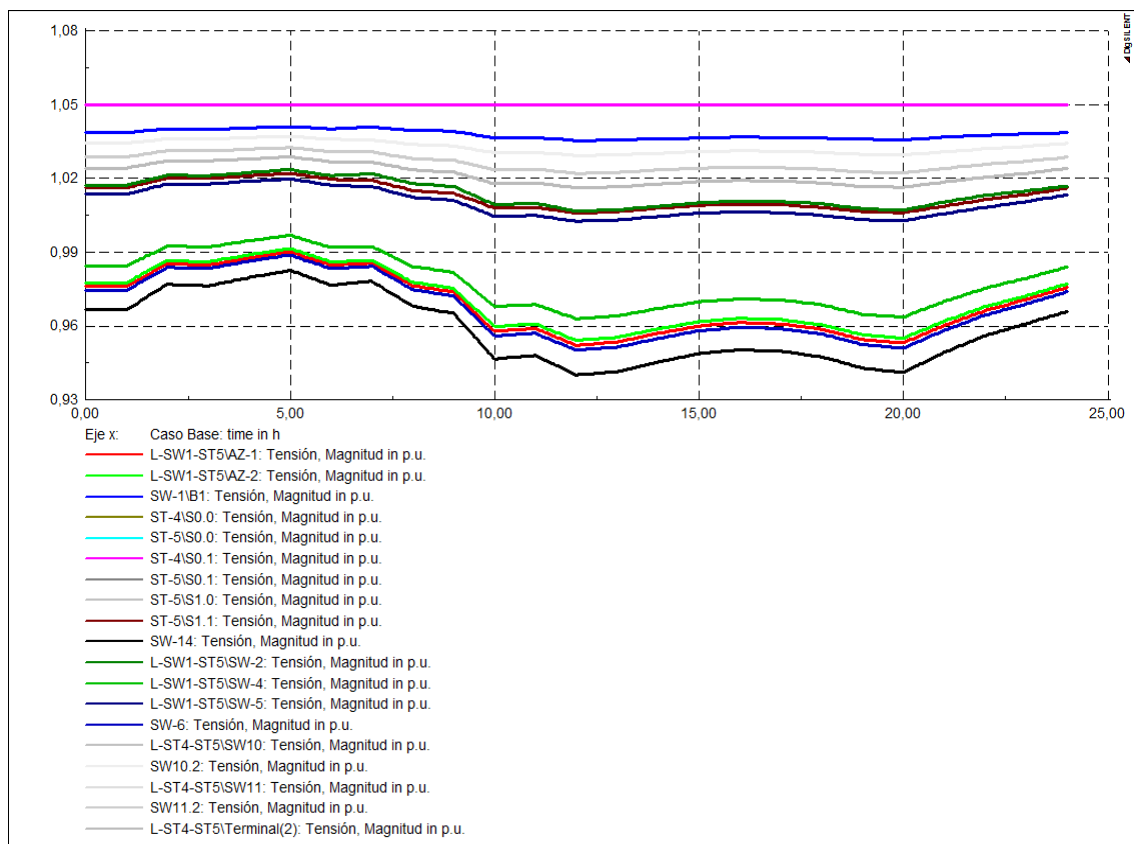


Figura Al.12: Tensión en barras del sistema.

CASO III: N° VE'S=2008

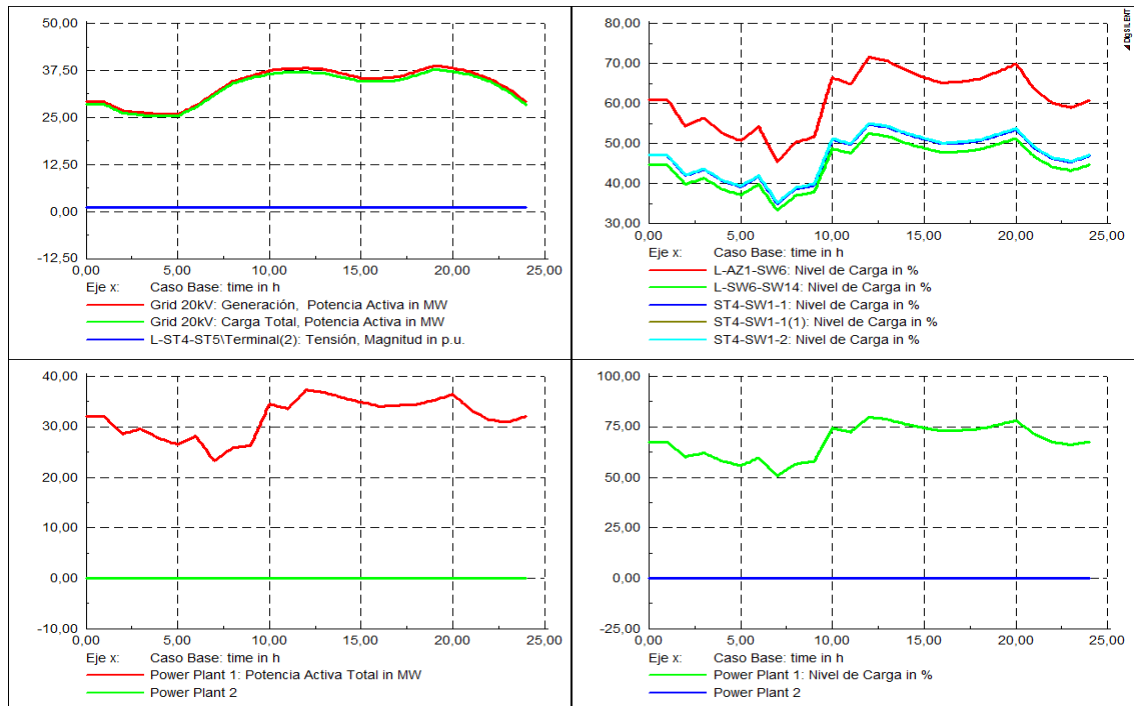


Figura Al.13: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

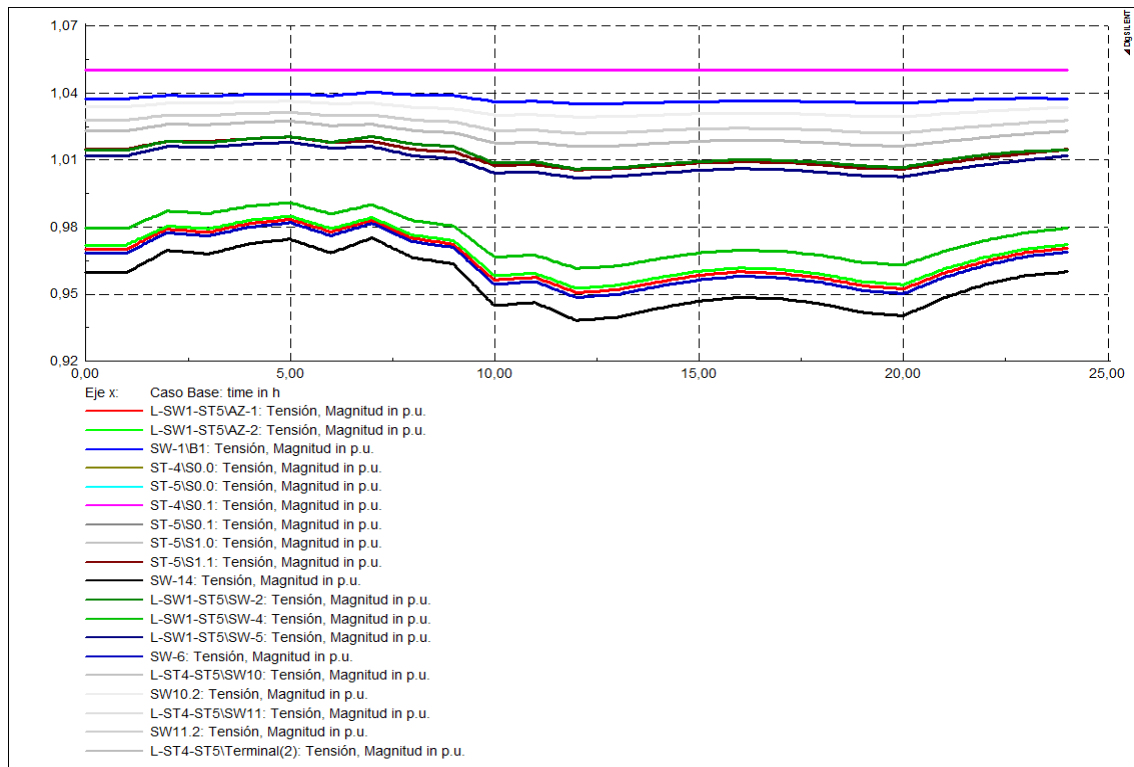


Figura Al.14: Tensión en barras del sistema.

CARGA Y DESCARGA INTELIGENTE

CASO I: N° VE'S=325

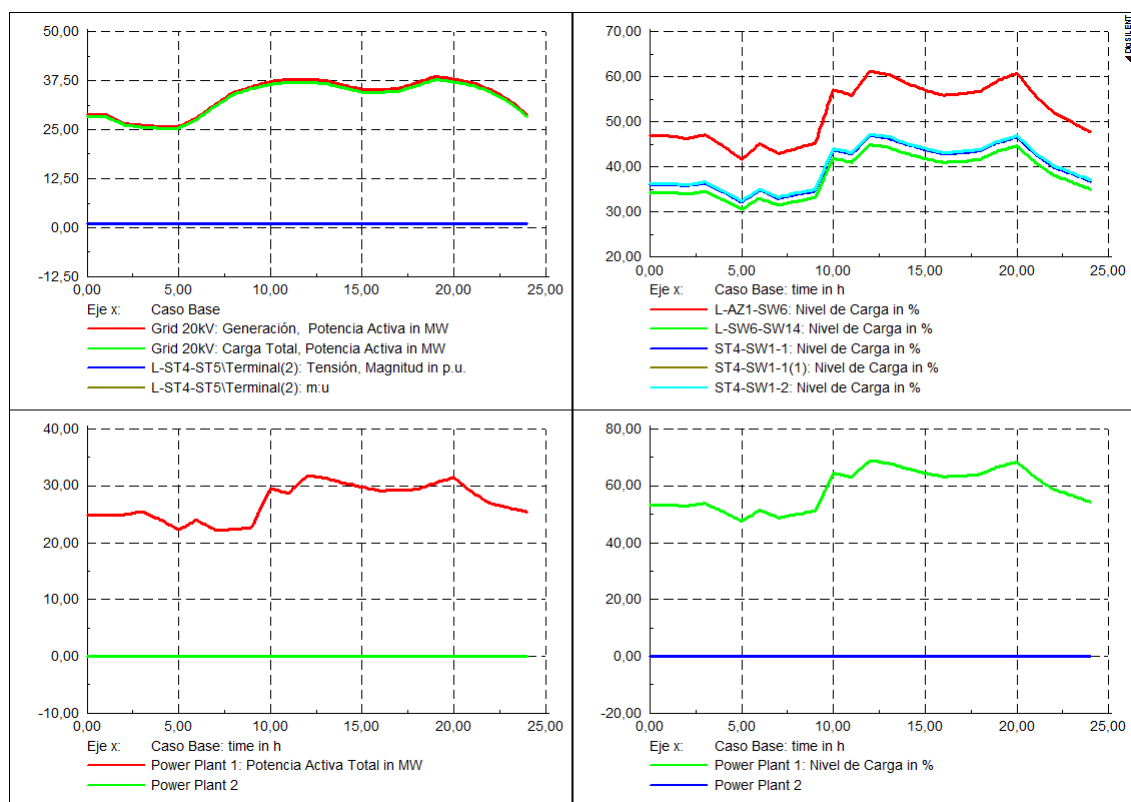


Figura AI.15: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

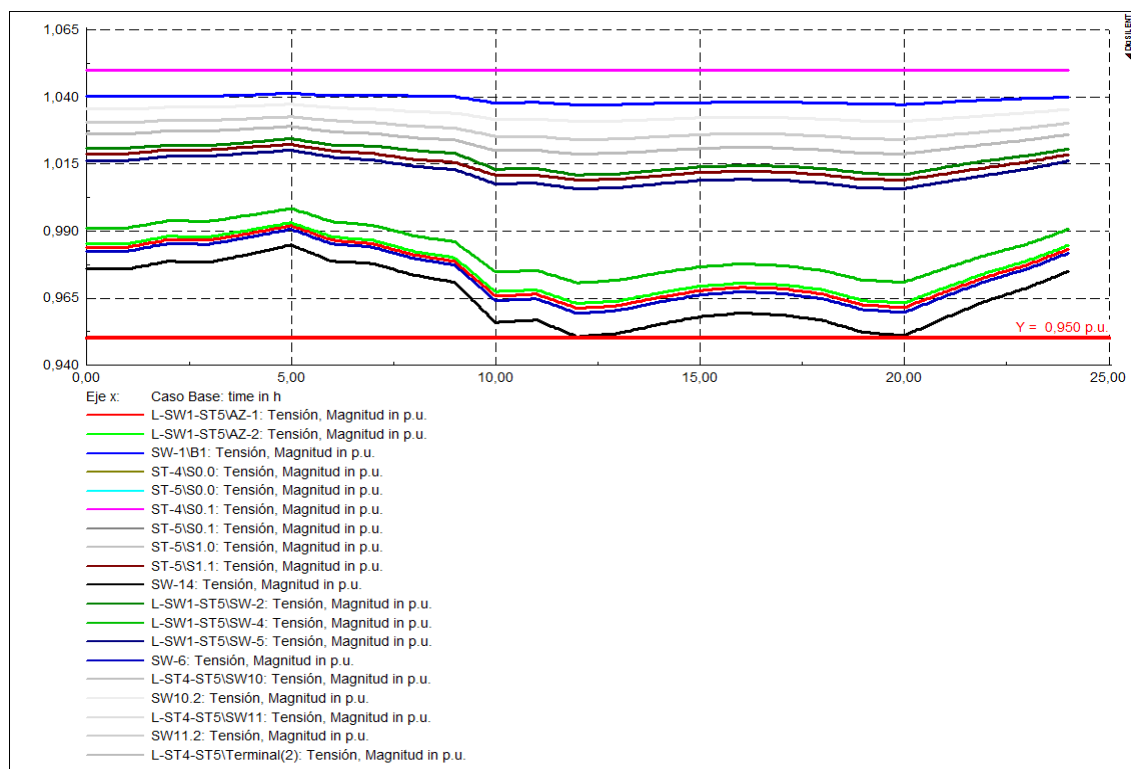


Figura AI.16: Tensión en barras del sistema.

CASO II: N° VE'S=676

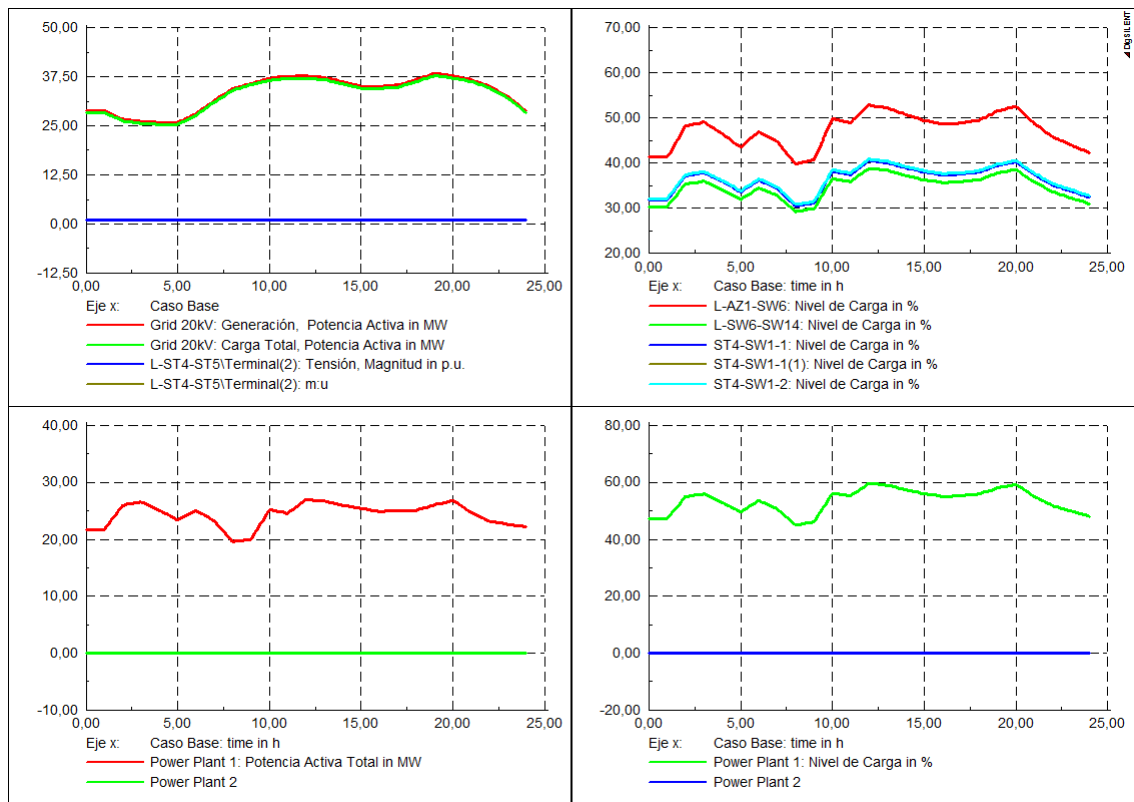


Figura Al.17: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

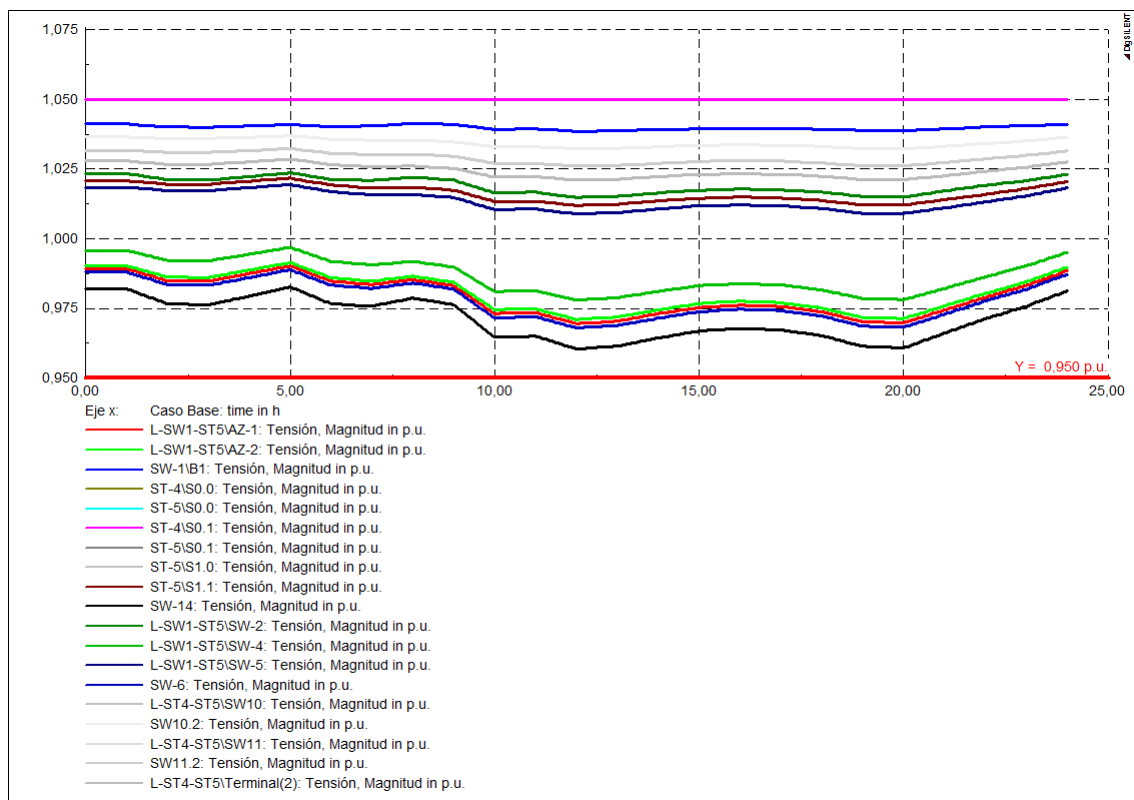


Figura Al.18: Tensión en barras del sistema.

CASO III: N° VE'S=2008

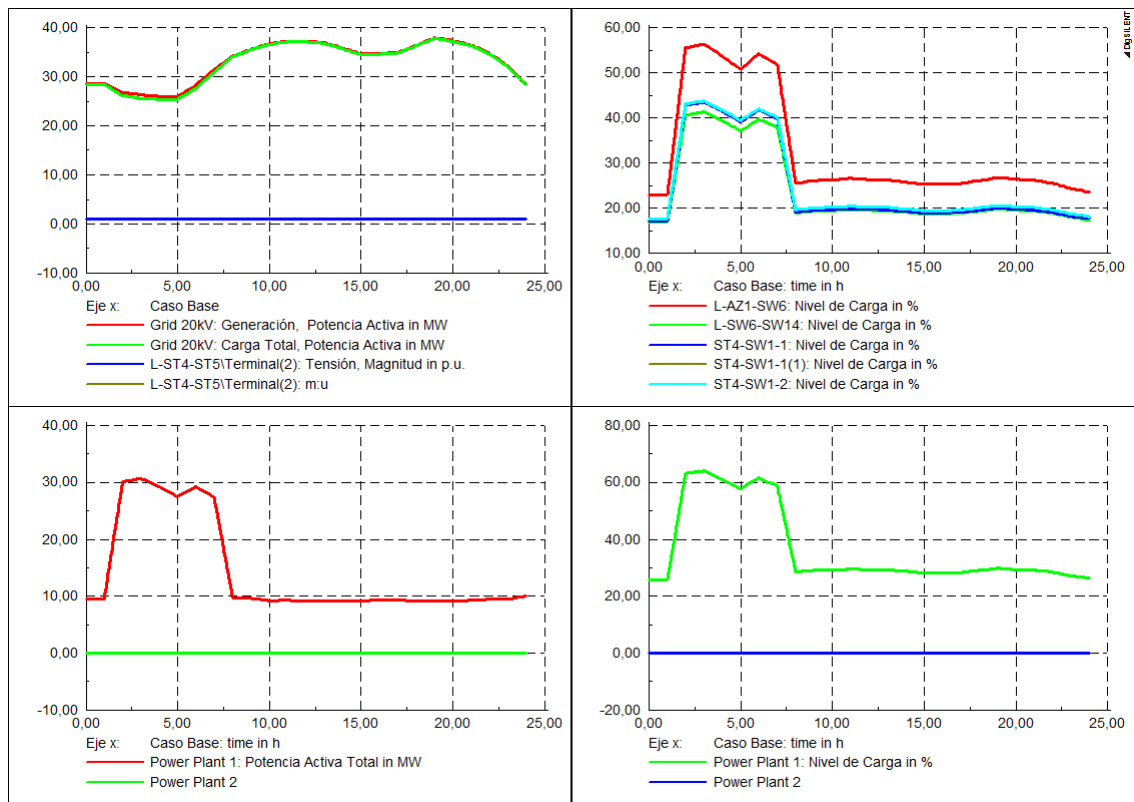


Figura AI.19: Generación y nivel de carga de las líneas del sistema

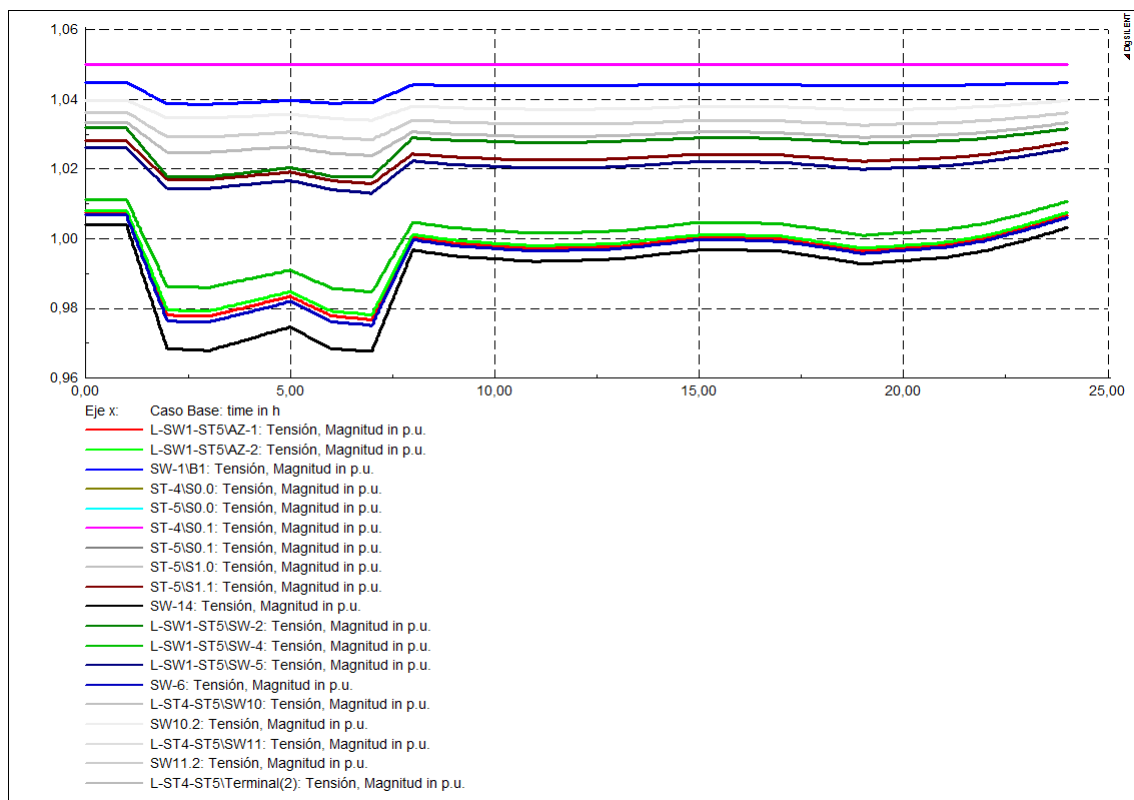


Figura AI.20: Tensión en barras del sistema.

